



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO**  
PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA  
ENERGÍA – SISTEMAS ENERGÉTICOS

EXPANSIÓN DE LAS REDES ELÉCTRICAS CON LÍNEAS  
DE ALTO VOLTAJE DE CORRIENTE CONTINUA  
¿TIENE FUTURO EN MÉXICO?

TESIS  
QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:  
MAESTRO EN INGENIERÍA

PRESENTA:  
EFRAIN CASTRO FRIAS

TUTOR  
DR. VÍCTOR RODRIGUEZ PADILLA, FI-UNAM

CIUDAD DE MÉXICO, ENERO DE 2022



Universidad Nacional  
Autónoma de México



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

**JURADO ASIGNADO:**

Presidente: Dra. Escobedo Izquierdo M. Azucena  
Secretario: Dr. León De Los Santos Gabriel  
1 er. Vocal: Dr. Rodríguez Padilla Víctor  
2 do. Vocal: Dr. Álvarez Watkins Pablo  
3 er. Vocal: M. en C. Flores Moreno Raymundo

La tesis se realizó en la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional Autónoma de México, CDMX

**TUTOR DE TESIS:**

Dr. Víctor Rodríguez Padilla, FI-UNAM

---

**FIRMA**

## *Dedicatoria.*

*Este logro más, es sin lugar a dudas  
gracias a ti, mamá, que aun sin estar presente,  
has logrado guiar cada paso en mi camino.*

*Gracias a mis hermanos, Gabriel y Xóchitl, y a mi papá Abimael, por animarme y darme las herramientas necesarias para lograr culminar este proyecto, los quiero. Gracias Viry, por ser un pilar fundamental en el cumplimiento de mis estudios de maestría, estuviste ahí desde el momento en que comencé y agradezco a Dios sigas conmigo ahora que los culmino.*

*Gracias a mi familia, por darme la certeza de encontrar siempre una mano en quien sostenerme cuando las cosas no van bien.*

# Índice

<b>Introducción</b>	<b>1</b>
<b>Planteamiento del problema</b>	<b>2</b>
<b>Objetivos</b>	<b>5</b>
<b>Hipótesis</b>	<b>5</b>
<b>Método</b>	<b>5</b>
<b>Composición de la tesis</b>	<b>6</b>
<b>Capítulo 1 Corriente Alterna y Corriente Continua</b>	<b>7</b>
<b>1.1 Corriente Alterna (CA)</b>	<b>8</b>
1.1.1 Generación y transformación en CA	9
1.1.2 Transmisión en CA	10
<b>1.2 Corriente Continua (CC)</b>	<b>11</b>
1.2.1 Generación y conversión en CC	11
1.2.2 Transmisión en CC	12
<b>1.3 CA y CC en la transmisión eléctrica</b>	<b>14</b>
1.3.1 Ventajas de la Corriente Continua	14
1.3.2 Desventajas de la Corriente Continua	20
1.3.3 Relación de corto circuito	21
<b>1.4 AC vs DC, la batalla histórica</b>	<b>22</b>
1.4.1 La guerra de las corrientes	22
1.4.2 La revancha de la CC, los sistemas HVDC	24
<b>1.5 Conclusiones del capítulo</b>	<b>26</b>
<b>Capítulo 2 Sistemas de transmisión HVDC</b>	<b>26</b>
<b>2.1 Principios de operación y tecnologías existentes</b>	<b>27</b>
2.1.1 Convertidor conmutado por línea	28
2.1.2 Convertidores por fuente de tensión	29
<b>2.2 Configuraciones de los sistemas de transmisión HVDC</b>	<b>31</b>
2.2.1 Point to point	31
2.2.2 Multiterminal	34
2.2.3 Back to back	36
<b>2.3 Costos de un Sistema de Transmisión HVDC</b>	<b>36</b>
2.3.1 Costos de inversión	37
2.3.2 Costos Operacionales	41
2.3.3 Sistema de Transmisión HVDC Nuevo	45
2.3.4 Cambio de un Sistema de Transmisión CA a uno HVDC	46
<b>2.4 Mercado de los sistemas de transmisión HVDC</b>	<b>48</b>
2.4.1 ABB.	49
2.4.2 Siemens.	50

2.4.3	General Electric.	51
2.4.4	Otros.	52
<b>2.5</b>	<b>Conclusiones del capítulo</b>	<b>53</b>
<b>Capítulo 3 Expansión de las líneas HVDC en el mundo.</b>		<b>54</b>
<b>3.1</b>	<b>Principales Proyectos Instalados</b>	<b>54</b>
<b>3.2</b>	<b>¿Qué ha justificado a los sistemas HVDC?</b>	<b>58</b>
3.2.1	Factores Económicos	58
3.2.2	Integración de Sistemas	59
3.2.3	Factores Medioambientales	60
3.2.4	Mercado eléctrico	61
3.2.5	Sistemas Multiterminales	62
<b>3.3</b>	<b>¿Qué obstáculos han enfrentado?</b>	<b>63</b>
3.3.1	Factores políticos	63
3.3.2	Factores Medioambientales	64
<b>3.4</b>	<b>El futuro de los sistemas HVDC</b>	<b>65</b>
3.4.1	Energías renovables	66
3.4.2	Redes	68
3.4.3	Superred Mundial	71
<b>3.5</b>	<b>Conclusiones del capítulo</b>	<b>73</b>
<b>Capítulo 4 ¿Qué se ha hecho México?</b>		<b>74</b>
<b>4.1</b>	<b>Breve historia de la industria eléctrica en México.</b>	<b>75</b>
<b>4.2</b>	<b>La industria eléctrica en el sector transmisión</b>	<b>77</b>
<b>4.3</b>	<b>Expansión de la transmisión HVDC en México</b>	<b>78</b>
4.3.1	Beneficios de expansión en transmisión	79
4.3.2	Beneficios adicionales en expansión con sistemas HVDC	82
4.3.3	Barreras de entrada	85
<b>4.4</b>	<b>Ejemplos ilustrativos de los beneficios de instalación de sistemas HVDC en México.</b>	<b>88</b>
4.4.1	Interconexión Sureste-Peninsular	88
4.4.2	Interconexión BCS al SIN.	89
4.4.3	Interconexión BC-SIN	89
4.4.4	Enlace Querétaro Potencia- Querétaro Maniobras.	90
4.4.5	Conexión México-Guatemala	91
<b>4.5</b>	<b>El futuro de los sistemas HVDC en el país</b>	<b>91</b>
4.5.1	¿Dónde invertir?	92
4.5.2	¿Qué tipo de inversión?	93
4.5.3	¿Cuándo invertir?	94
4.5.4	¿Quién va a pagar por la inversión?	95
<b>4.6</b>	<b>Conclusiones del capítulo</b>	<b>96</b>
<b>Referencias</b>		<b>98</b>

<b>Lista de acrónimos</b>	<b>113</b>
<b>Lista de tablas</b>	<b>115</b>
<b>Lista de figuras</b>	<b>115</b>

---

---

# Introducción

---

La energía ha sido, es y será un bien indispensable para el desarrollo y progreso humano, representando un pilar básico en la satisfacción de todas las necesidades humanas. En la sociedad, este recurso es empleado como precursor del crecimiento económico, generando poder político a aquellos países cuyos recursos energéticos son mayores. La energía significa, en este aspecto, un sinónimo de poder, de desarrollo social y de prosperidad.

El incremento abrupto de las necesidades energéticas que ha surgido a raíz del crecimiento poblacional y la búsqueda por el desarrollo en los países a nivel global, ha detonado una rápida y necesaria expansión en los sistemas energéticos, con lo cual nuevos objetivos han sido añadidos. Hoy día, los países no solo buscan opciones y alternativas que puedan, en primera instancia, incrementar la seguridad energética y promover el desarrollo, se requiere también abordar los cumplimientos globales en contra del cambio climático y el calentamiento global. Es así como grandes proezas se han requerido en los campos científico, técnico y social para poder diseñar e implementar tales opciones.

En la industria eléctrica, las energías renovables han escalonado hasta convertirse en una opción atribuible a diversos beneficios, lo cual ha impulsado su desarrollo y perfeccionamiento, siendo frenada en su penetración a los sistemas eléctricos principalmente por sus características técnicas intrínsecas. En este aspecto, la tecnología convencional en Corriente Alterna, posee limitaciones técnicas para respaldar las energías renovables.

Como vía de solución se ha incorporado, de nueva cuenta, a la corriente continua (CC), la cual fue excluida de la alta tensión luego de perder la batalla frente a la transmisión en corriente alterna (CA) facilitada con el desarrollo del transformador. Los nuevos sistemas de Corriente Directa en Alta Tensión (HVDC, por sus siglas en inglés), además de ser una opción por sí misma oportuna para utilizar en los sistemas eléctricos actuales, ha traído grandes beneficios colaterales en apoyo a la implementación de las energías renovables alrededor del mundo.

Es precisamente en el sector transmisión donde los sistemas HVDC han retomado la ventaja y han logrado recolocarse para ser considerados como la mejor alternativa de implementación. Hasta antes de la liberación de los mercados, la planificación de la expansión de las redes eléctricas tenía como fin el minimizar los costos implicados durante el ciclo de vida de la infraestructura, a la vez que mantenían la seguridad de suministro a largo plazo y el criterio de seguridad operacional N-1 ([Ergun & Hertem, 2016b](#)); en la actualidad, las redes eléctricas necesitan además, ser capaces de respaldar los intercambios de energía entre las regiones dentro del mercado eléctrico, lo cual se ha vuelto una laboriosa actividad de cumplir debido a los estocásticos problemas que ocasionan las energías renovables.

Con el desarrollo de la electrónica de potencia, los sistemas en corriente continua evolucionaron para ser competentes en la transmisión de energía eléctrica, adquiriendo todas las cualidades que la industria eléctrica actual requiere: mayor capacidad de transmisión a distancias más largas y con el menor costo posible, junto con un respaldo ante las intermitencias de la generación renovable, permitiendo enlazar con éxito las fuentes renovables remotas a las grandes urbes y centros de consumo. Estas características han hecho de los sistemas HVDC, la alternativa ideal de implementación en diversos megaproyectos alrededor del mundo.

Ante estos grandes logros, la planificación en la expansión de transmisión considera a los sistemas HVDC como punto clave para los retos actuales, por lo cual se han enfocado en el desarrollo y perfeccionamiento de esta tecnología, permitiendo la posibilidad de escalar a ideas como una interconexión global.

## **Planteamiento del problema**

En México, los retos que implican el crecimiento en economía y desarrollo del país, exigen una continua planeación del sistema eléctrico nacional, cuyos propósitos se centran en la seguridad energética nacional, confiabilidad y sustentabilidad. Las preocupaciones por integrar tecnologías limpias para generación eléctrica, y aprovechar las energías renovables para encaminarse en las metas que a nivel global se han propuesto en materia de calentamiento global y cambio climático, han acontecido en varias acciones como la implementación de subastas de generación de energía renovable en los estados de Oaxaca, Puebla, Tamaulipas y Baja California; acompañado de mecanismos denominados Temporadas Abiertas cuyo propósito son el desarrollo de la transmisión y transformación para desahogar la gran energía generada.

Durante el gobierno de Enrique Peña Nieto (EPN), se adquirió un apoyo adicional con la creación de la Reforma energética y la promulgación de la Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética. Fue durante este período que se vio, influenciado por el gran éxito de la tecnología HVDC en los países en desarrollo o vías de desarrollo, la oportunidad de implementar estos sistemas de transmisión para impulsar la generación intermitente proveniente de las subastas mediante la 2da temporada abierta de Oaxaca, consistente principalmente en energía eólica de privados. Estas interconexiones desahogarían la gran energía generada y evitarían los cuellos de botella ocasionados en lugares alejados de los centros de consumo. Empresas privadas alrededor del mundo voltearon a ver a México con el objetivo de invertir en el sector eléctrico y las promesas de un desarrollo, tanto económico como tecnológico, surgían para robustecer y enriquecer la infraestructura eléctrica de transmisión en el país.

La entrada a la presidencia de Andrés Manuel López Obrador (AMLO), heredaba las metas y deseos de aprovechar el enorme potencial de fuentes renovables existentes. Sin embargo, los ideales que el actual presidente posee, no empataron con estos principios.

Manuel Bartlett, como nuevo director de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) y apoyado por AMLO, dejó a un lado las energías renovables y canceló las subastas planeadas, para darle prioridad a tres reglas establecidas: rescatar a la CFE, generar energía en lugar de comprarla y establecer un sistema anticorrupción (Loredo, 2019).

Las razones para Bartlett y López Obrador parecen más que claras: Para 2019, CFE generaba el 54% de la energía consumida en el país, este porcentaje se habría reducido hasta 26% de continuar con la privatización (Energía a debate, 2019); esto presagiaría la aniquilación total de la Comisión.

El país pasó de la autosuficiencia, a comprar la mitad de la energía consumida a precios elevadísimos. Las energías como la eólica y solar, necesitan un respaldo en generación y la reforma energética hizo que las empresas renovables no pagarán por este respaldo, volviéndolas no rentables para CFE. Se creó un subsidio a las empresas particulares, algo que no sucede en ninguna otra parte del mundo (Secretaría de energía, 2018). Por otro lado, las subastas fueron diseñadas para que CFE adquiriera potencia a un precio fijo durante la duración de los contratos. Las energías renovables tienden a bajar sus costos al no requerir combustible, pero estos ahorros no son trasladados a CFE (García, 2019a).

En 2019 se anunció la cancelación de los dos megaproyectos con tecnología HVDC contemplados. Las causas mencionadas en la cancelación dictaban que no existían las condiciones financieras y económicas para continuar con los proyectos, sumado a problemas intrínsecos como el del proyecto Ixtepec-Yautepec, donde existió un desacuerdo en la divisa con la cual se realizaría la obra, siendo el gobierno quien exigió que se emplearan los pesos mexicanos, ya que aumentarían significativamente los costos al depreciarse la moneda mexicana; y las disputas entre la estatal mexicana y los desarrolladores, para asumir la responsabilidad en la negociación de los derechos de vía (García, 2019b).

Pese a las causas anunciadas, mucho se especula que la cancelación de los proyectos fue plan del actual presidente para apoyar a las plantas de CFE, ya que estos proyectos de transmisión se enfocarían en apoyar a las energías renovables privadas en su mayoría.

A la fecha no hay en existencia líneas HVDC en operación dentro del país. Esto vuelve a México un terreno inexplorable y cuestiona el futuro que la expansión, de esta tecnología tenga en el país.

El principal punto de acceso de la transmisión HVDC, dentro de los sistemas eléctricos a nivel global es el permitir a la vez que facilitar la incorporación de las energías limpias y el aprovechamiento de los recursos naturales. En México este potencial puede ser explotado al máximo para regresar al país por el camino de la generación renovable.

El aprovechar los grandes y bastos recursos naturales debe convertirse en una prioridad esencial. México es considerado por empresas de China, Israel y España, como el que mayor potencial posee para inversión en energía solar (NOTIMEX, 2019), pese a esto, los hechos muestran que uno de los sectores de la industria eléctrica más deficientes es la

transmisión. La infraestructura es vieja, lo cual ocasiona grandes pérdidas eléctricas; además de cuellos de botella, afectando las transacciones del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).

Esta problemática sugiere la atención en la planificación del Programa de Amplificación y Modernización de las Redes Nacionales de Transmisión (PAMRNT) ya que, de entre lo planificado y lo alcanzado han derivado diversos factores que impiden su correcto desarrollo y cumplimiento. Pudiendo implementar los sistemas HVDC como medio de solución a la mayoría de los problemas a los que se enfrentan las Redes Nacionales de Transmisión (RNT), surgen un conjunto de preguntas de investigación **¿Qué se ha hecho en México en materia de Corriente Continua de alta tensión?; ¿Se han planteado proyectos?, Si es el caso ¿Por qué no han prosperado?; ¿Cuál ha sido el principal obstáculo?, ¿Cómo podría resolverse?**

Para el cumplimiento de esta investigación y la resolución de las preguntas planteadas, se analiza a los sistemas de transmisión HVDC en cuanto a diferencias frente a la Corriente Alterna; tipo de funcionamiento, clasificación, costos y mercado, de tal forma que se esclarezcan las razones por las cuales han trascendido del olvido a ser parte fundamental ante los retos energéticos actuales.

Se realizará también una síntesis de los proyectos de transmisión HVDC más característicos a lo largo de su historia, obteniendo a través de su estudio las justificaciones que han conllevado la expansión de los sistemas y los obstáculos a los que se han enfrentado durante el proceso y, de este modo, abordar en las oportunidades que tienen para continuar con su desarrollo y expansión en el futuro alrededor del mundo.

Finalmente, se realizará un análisis con enfoque en México. En este se estudia la evolución del país en la industria eléctrica, sus características en el sector transmisión y su vinculación al tema de sistemas de transmisión HVDC, para reconocer las oportunidades que estos poseen en incorporarse y expandirse dentro del país, así como la detección de las posibles barreras de entrada existentes.

## **Objetivos**

### *General:*

Esclarecer cuál es el futuro de los sistemas de transmisión HVDC en México.

### *Específicos*

- Observar las diferencias dentro del sector transmisión entre la corriente continua y la corriente alterna.
- Describir la evolución en la expansión de los sistemas de transmisión HVDC en el mundo.
- Puntualizar la importancia que tienen los sistemas HVDC en el cumplimiento de las metas dentro del marco del cambio climático y calentamiento global.
- Desarrollar un panorama holístico de los factores involucrados en la implementación y expansión de la transmisión HVDC en México.
- Compilar y describir las razones que inviten a consolidar los sistemas HVDC en México y los beneficios que esta consolidación trae consigo.
- Formular una base teórica para las consideraciones presentes y futuras en la expansión futura de la RNT dentro del SEN.

## **Hipótesis**

Los beneficios de la expansión de los sistemas de transmisión HVDC alrededor del mundo, pueden consolidarse en México y con ello obtener un sistema eléctrico más confiable, eficiente y con menores costos de operación, permitiendo atender las necesidades actuales y futuras.

## **Método**

Partiendo de una situación que precede a la suposición en la que cualquier inconveniente técnico en la instalación y expansión de los sistemas HVDC, puede ser solucionado bajo la correcta preparación, gestión y planificación ingenieril; se emplea un análisis basado en el método descriptivo, el cual consiste en describir y documentar la información de un objeto a fin de identificar la relación entre sus variables.

El análisis se realiza de forma multidisciplinaria, esto es, atendiendo a los diferentes campos involucrados. En este sentido, el análisis de los sistemas de transmisión HVDC, se realiza bajo la función de transmisión y la función de interconexión de redes desde un punto de vista técnico, económico, político, social y mercantil.

Para el análisis situacional de México, se emplea un método deductivo partiendo de la información catalogada y, de nueva cuenta, de forma multidisciplinaria; realizando énfasis en las ventajas y beneficios que la tecnología adiciona a la expansión en transmisión.

### **Composición de la tesis**

La tesis se compone de cuatro capítulos. El primer capítulo establece las ventajas/desventajas y diferencias entre CA y CC en el sector de transmisión. El capítulo dos presenta un estudio del concepto de los sistemas de transmisión HVDC. El capítulo tres sintetiza la expansión de los sistemas HVDC alrededor del mundo. Finalmente, en el último capítulo se analiza la situación de México para poder esclarecer el futuro de los sistemas de transmisión HVDC en el país.

---

# Capítulo 1

## Corriente Alterna y Corriente Continua

---

La electricidad o energía eléctrica en su forma más básica, puede explicarse como la forma de energía resultante de una corriente eléctrica que fluye a través de un material conductor, originada por una diferencia de potencial entre las terminales de este y que alimenta una impedancia formando un circuito cerrado.

El ser humano tuvo su primera interacción con la electricidad cuando observó por primera vez un rayo eléctrico junto con el efecto que este producía (posiblemente el quemar un leño), y se interesó por este fenómeno eléctrico cuando descubrió que podía obtener beneficio de ese efecto al usar el fuego para cocinar alimentos, como medio de calefacción y elemento de protección. Con los experimentos de Benjamín Franklin (1706 – 1790), el primero en relacionar los rayos con la electricidad ([Brokering et al., 2008](#)), se desencadenó una serie de grandes investigadores, científicos, ingenieros, físicos y demás personajes que a lo largo de la historia han conllevado un sinnúmero de hazañas que repercutieron en la génesis de lo que hoy se conoce como Sistema Eléctrico de Potencia.

Un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) es el conjunto de elementos y subsistemas eléctricos cuya finalidad es generar, transmitir y distribuir energía eléctrica bajo condiciones adecuadas de calidad. La generación eléctrica es el proceso mediante el cual se procesa una fuente de energía primaria para obtener energía eléctrica, su elemento principal es el generador. La transmisión eléctrica comprende el proceso que involucra la transferencia de la energía eléctrica desde la región de generación, hacia la región de consumo; su elemento principal es la línea de transmisión. La distribución eléctrica comprende el proceso de suministro de energía eléctrica a niveles adecuados y seguros para el usuario final.

El elemento que une cada proceso dentro de un SEP es el transformador en el caso de operar con Corriente Alterna y el convertidor cuando se trata de Corriente Continua. Las características físicas que conlleva el proceso de generación y transmisión requieren de un manejo en altas y ultra altas tensiones, mientras que el proceso de distribución es realizado a tensiones medias y bajas. Para efectos de este estudio se contemplan únicamente equipos en alta tensión y ultra alta tensión.

En un SEP, la energía eléctrica fluye comúnmente en corriente alterna (CA) la cual predominaba en la mayor parte del mundo, siendo pocos países donde la corriente continua (CC) había sido implementada.

Con el desarrollo de la electrónica de potencia, los sistemas en corriente continua implementados dentro del sector transmisión han mejorado de forma tal que presenten mayores beneficios económicos y técnicos que los sistemas en CA. Esto ha permitido que

desde 1954 se dé inicio a una sostenida evolución de sistemas puramente en CA a sistemas mixtos o sistemas solo en CC, teniendo una creciente expansión de los sistemas CC en todo el mundo, siendo hoy día un pilar fundamental en el desarrollo humano al permitir la transmisión eléctrica a largas distancias con un mayor ahorro económico, convirtiéndose así en una herramienta fundamental en la lucha contra el calentamiento global y el cambio climático.

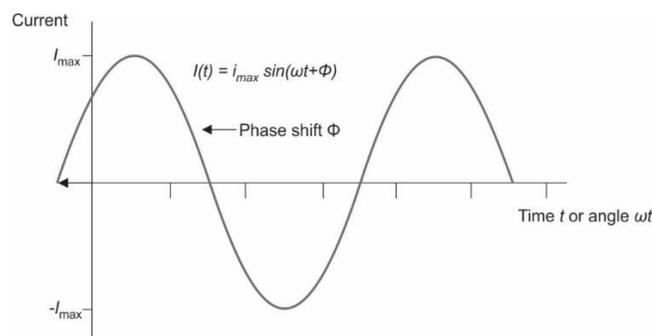
En este primer capítulo, se presenta una descripción conceptual de los procesos de generación y transmisión, así como del elemento que enlaza estos procesos en un SEP para ambos casos Corriente Alterna y Corriente Continua. Se realiza además una recopilación actualizada de las ventajas y desventajas entre CC y CA en los procesos de un SEP. Como punto final, se expone un resumen de los principales acontecimientos históricos que dieron lugar a la guerra de las corrientes; la forma en que la Corriente Alterna resultó vencedora y el contraataque reciente que ha tenido la Corriente Continua.

## 1.1 Corriente Alterna (CA)

El Instituto de Ingeniería Eléctrica y Electrónica (IEEE, por sus siglas en inglés), (2000), define a la Corriente Alterna como “una corriente eléctrica que invierte su dirección a intervalos de tiempo regularmente recurrentes con un valor promedio de cero durante un período de tiempo; dando lugar a valores positivos y negativos alternados”. La oscilación de voltaje y corriente en un sistema de Corriente Alterna es modelada por una curva sinusoidal como muestra la Figura 1-1, cuya función puede ser especificada por tres parámetros (von Meier, 2006):

1. **Amplitud.** Valor máximo de altura de la curva, medido desde el eje vertical.
2. **Frecuencia.** Número de oscilaciones completas por unidad de tiempo, denotando al inverso de la frecuencia como el período.
3. **Fase.** Especifica el ángulo en adelanto o atraso de donde debería estar, si esta comenzara en el tiempo cero.

**Figura 1-1** Parámetros de una señal de CA.



Fuente: (von Meier, 2006)

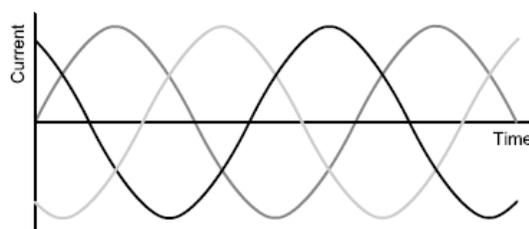
### 1.1.1 Generación y transformación en CA

La electricidad es generada con el aprovechamiento de la inducción electromagnética en un generador eléctrico, convirtiendo la energía mecánica rotativa en energía eléctrica. En los sistemas eléctricos de potencia, la generación de CA se realiza por medio de generadores síncronos, siendo estos la principal fuente de generación eléctrica en el mundo (Grainger & Stevenson, 1996).

Dentro de un SEP, además de suministrar la potencia eléctrica, el generador puede ser utilizado para proveer un control de tensión eléctrica mediante la inyección o absorción de potencia reactiva al variar la intensidad de campo en el rotor mediante la Corriente Continua suministrada (von Meier, 2006).

La disposición de las bobinas conectadas en el generador constituye un circuito de generación de potencia trifásico, cuya forma de onda se muestra en la Figura 1-2.

Figura 1-2 Forma de onda de una señal de CA trifásica



$$I_A(t) + I_B(t) + I_C(t) = 0 \text{ always}$$

Fuente: (von Meier, 2006)

La generación eléctrica posee limitaciones en cuanto a su nivel de tensión debido al aislamiento requerido en el generador; en contraparte, la transmisión eléctrica necesita de elevadas tensiones en principio por ley de ohm (a mayor tensión, menor corriente traducido en menores pérdidas). Mantener una elevada tensión en el sistema de distribución eleva el riesgo de las personas, siendo necesario reducir la tensión de la energía proveniente del sistema de transmisión para su correcta distribución (Brokering et al., 2008). Esto hace que, entre la generación y transmisión sea necesario un elemento que eleve el nivel de tensión, mientras que entre la transmisión y distribución el elemento sea capaz de reducir la tensión; este elemento es el llamado transformador.

La transformación de corriente alterna es realizada en las Subestaciones Eléctricas (SE), cuyo elemento principal es el transformador, siendo una subestación elevadora la que incrementa la tensión en la terminal de la línea de transmisión y, una subestación reductora aquella que reduce la tensión para distribución.

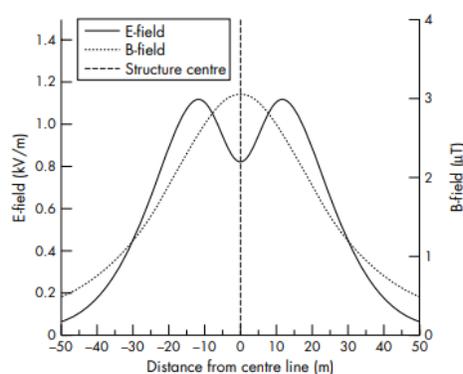
### 1.1.2 Transmisión en CA

Tanto la generación como la transmisión en CA se realiza de forma trifásica, ya que posee una mejor regulación de tensión y mayores ventajas en comparación con los sistemas monofásicos (Grainger & Stevenson, 1996). La transmisión en CA es realizada principalmente por líneas aéreas, puesto que su desempeño es mejor en comparación con los sistemas de transmisión subterráneos donde se utilizan conductores aislados.

El estudio de los campos magnéticos y eléctricos generados en las líneas de transmisión aéreas, se vuelve de especial interés a medida que las tensiones de transmisión incrementan. Este interés se centra en los efectos que los campos pueden ocasionar sobre la salud de los humanos o animales que se encuentren expuestos (Kiessling et al., 2003).

En la Figura 1-3 se muestra el campo eléctrico y magnético a 1 m de altura generado por una línea de transmisión en CA de 400 kV.

Figura 1-3 Campo eléctrico y magnético de una línea aérea de CA



Fuente: (Wood, 2006)

El rango máximo de campos esperados debajo de una línea de transmisión de 500 kV, es entre 5 y 9 kV/m para campos eléctricos y 3 μT para campos magnéticos; mientras que para una línea de 765 kV es entre 8 y 13 kV/m y, 5 μT (Nolasco et al., 2017).

La Agencia Internacional de Protección de Radiación no Ionizante (ICNIRP, por sus siglas en inglés), estableció como valores máximos para público general, 4.16 kV/m y 200 μT, para los campos eléctrico y magnético respectivamente generados por una línea de transmisión con  $f = 60 \text{ hz}$  (ICNIRP, 2010). En la Tabla 1.1 se muestran valores límites de exposición adoptados en algunos lugares. Factores como la altura de los conductores, el número de los conductores y el radio de estos, pueden ayudar a disminuir el nivel de los campos eléctrico y magnético.

**Tabla 1.1** Valores de precaución para campos de baja frecuencia.

Lugar	Campo eléctrico $kV/m$	Campo magnético $\mu T$
Europa	5	100
Alemania	5	100
Reino Unido	12.3	2000
USA	1 a 3	20

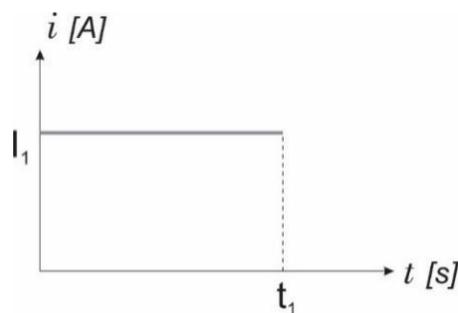
Fuente: (Kiessling et al., 2003)

## 1.2 Corriente Continua (CC)

Se define por el IEEE (2000), como una corriente unidireccional en la que los cambios en el valor (polaridad) son cero, o tan pequeños que pueden descuidarse.

En el ramo de la eléctrica de potencia, es común el referirse como iguales a la Corriente Continua (CC) y la Corriente Directa (CD). Una corriente eléctrica es continua cuando su magnitud y signo no varían con respecto al tiempo, mientras que la Corriente Directa es aquella que en un intervalo de tiempo varía su magnitud, pero no su signo (Jaramillo & Alvarado, 1997). En la Figura 1-4 se muestra una señal de Corriente Continua. Para fines de este trabajo se empleará el acrónimo HVDC (High Voltage Direct Current) para referirse a los sistemas en alta tensión en corriente continua.

**Figura 1-4** Señal de CC



Fuente: (Jaramillo & Alvarado, 1997)

### 1.2.1 Generación y conversión en CC

La generación eléctrica en un SEP tuvo sus albores con la Corriente Continua, siendo el Dinamo la primera máquina de generación en la industria eléctrica.

Las limitaciones de la generación en Corriente Continua por elevar o disminuir las tensiones con la misma facilidad otorgada por la Corriente Alterna, han rezagado de forma

inminente su empleo en los SEP, empero, han otorgado invaluables beneficios en el rubro de la transmisión, donde ha demostrado resultados más eficientes técnica y económicamente.

Semejante a las subestaciones en CA, para la transmisión en Corriente Continua son empleadas las Estaciones Convertidoras (EC). El principal elemento en una EC es el convertidor, el cual implementa la conversión CA/CC, siendo una estación rectificadora la que convierte la corriente alterna proveniente de la red en corriente continua y, una estación inversora aquella que realiza la conversión de corriente continua a alterna.

Derivado del modo de operación de los convertidores, una EC puede requerir de los siguientes elementos adicionales para su correcto funcionamiento:

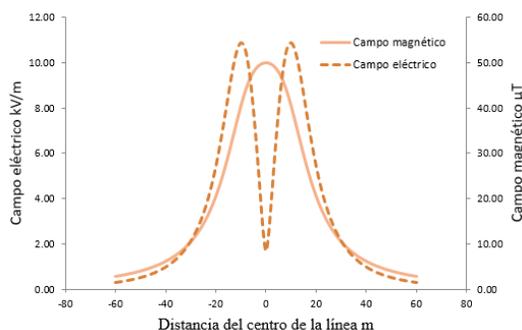
- **Filtros.** En el lado de CA, se encargan de drenar los armónicos generados por los convertidores, evitando que estos se propaguen hacia la red, además pueden proporcionar potencia reactiva al convertidor. Los filtros en el lado de CC son instalados para reducir las corrientes armónicas de CA en la señal de Corriente Continua (Gutiérrez & Frau, 2005).
- **Reactancia de suavizado.** Se emplea como una inductancia en serie con la salida del convertidor, cuya función es eliminar la componente de CA en la señal de salida, además de impedir la posibilidad de resonancias en el sistema en CC (Larruskain et al., 2005).
- **Transformador de conversión.** Posee un funcionamiento similar al de una subestación, su función es adecuar la tensión de CA a la entrada o salida de los convertidores. Además de proporcionar un aislamiento entre la red y el convertidor, el transformador de conversión está diseñado con un núcleo especial para soportar el calentamiento ocasionado por los armónicos (Gutiérrez & Frau, 2005).
- **Potencia auxiliar.** Corresponde a los sistemas de enfriamiento de las válvulas, el sistema de aire acondicionado, los servicios y los cubículos del sistema de control (CIGRE JWG B2/B4/C1.17, 2009).

### 1.2.2 Transmisión en CC

Físicamente una línea de transmisión HVDC es muy semejante a una línea en CA, por lo cual pueden utilizarse las bases teóricas de la Corriente Alterna para ser adaptadas en el diseño de líneas HVDC en factores como la coordinación de aislamiento y el dimensionamiento eléctrico-mecánico de los conductores y las torres (Nolasco et al., 2017), por otro lado, el comportamiento electromagnético de la CC es diferente al de la CA lo cual exige consideraciones diferentes.

En la Figura 1-5 se muestra el campo eléctrico y magnético a 1 m de altura generado por una línea de transmisión HVDC de  $\pm 500$  kV.

**Figura 1-5** Campo eléctrico y magnético de una LT de CC



Fuente: elaboración propia

Debido a que los campos eléctricos generados por Corriente Continua no son capaces de interactuar físicamente con el cuerpo humano, y las cargas se quedan confinadas en la superficie del organismo, ha existido muy poca investigación sobre los efectos que los campos eléctricos generados por líneas HVDC pueden provocar. Estudios confirmaron que en una línea de transmisión de 500 kV, bajo la mayoría de las circunstancias, el campo eléctrico generado no debería ser tan fuerte como para percibirse, además de esto, pruebas realizadas al aire libre indicaron que la mayoría de las personas no detectaron un campo eléctrico estático inferior a 25 kV/m. Es de notar que el campo eléctrico bajo líneas HVDC, se espera no supere los 50 kV/m (International Electrotechnical Commission, 2014).

Pese a que organizaciones como la Organización Mundial de la Salud (OMS) y el Centro Internacional de Investigaciones sobre el Cáncer, han determinado que los campos eléctricos estáticos de las líneas HVDC no pueden clasificarse como potenciales para cáncer; algunos países han decidido adoptar límites en la magnitud de estos. Estos valores se muestran en la Tabla 1.2.

**Tabla 1.2** Valores de precaución para campos eléctricos estáticos

Lugar	Campo eléctrico kV/m
China	30
USA	30
Canadá	25
Brasil	40

Fuente: (IEC, 2014)

Dado que el campo geomagnético varía entre 20 y 70  $\mu T$ , los valores del campo magnético generado por líneas HVDC están lejos de ser dañinos y no requieren de análisis para limitar sus valores.

### 1.3 CA y CC en la transmisión eléctrica

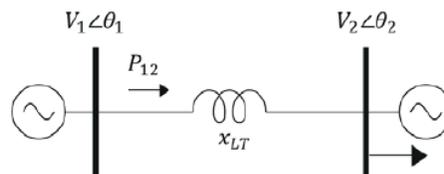
Las innovaciones en la electrónica de potencia han fortalecido enormemente a la CC en los sistemas de transmisión, dotándola de notorias ventajas frente a la Corriente Alterna. Criterios de comparación entre CA y CC se muestran a continuación.

#### 1.3.1 Ventajas de la Corriente Continua

##### ❖ Aspectos técnicos y operativos.

**Capacidad de transferencia.** Un esquema simple de dos barras y una línea de transmisión ideal en CA se muestra en la Figura 1-6.

Figura 1-6 Diagrama unifilar de una línea de CA



Fuente: (González & Quilumba, 2016)

La potencia transferida en la línea de transmisión de CA, viene dada por la Ecuación (1.1).

$$P_{CA} = \frac{V_1 V_2}{X_{LT}} \sin(\delta) \quad (1.1)$$

Donde,

- $P_{CA}$  es la potencia transferida, en *MW*
- $V_i$  es la tensión en el bus *i*, en *kV*
- $\delta$  es la diferencia angular entre las tensiones de la barra, en *grados*
- $X$  es la reactancia de la línea, en  $\Omega$

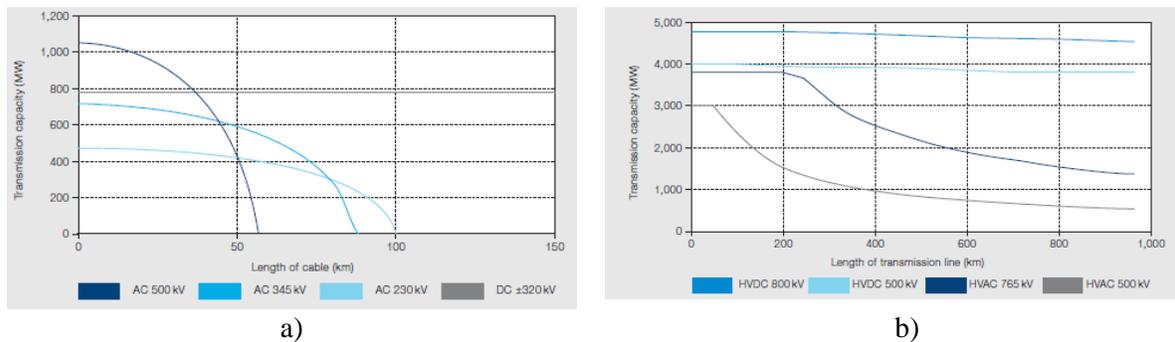
Con la Ecuación (1.1), se pueden deducir las variables a modificar en la búsqueda de una máxima transferencia de potencia. Una opción es elevar ambas tensiones en los buses, sin embargo, estas tensiones presentan límites marcados por el aislamiento de los conductores y los equipos utilizados. La segunda opción es mediante el aumento del ángulo  $\delta$ , pero este posee un límite cuando  $\delta = 90^\circ$ , para mantener una estabilidad adecuada del sistema, usualmente se utiliza  $30^\circ < \delta < 45^\circ$  (Gönen, 2014). La tercera opción propone una reducción

en la reactancia de la línea, esto puede lograrse con la instalación de condensadores en serie, teniendo un límite cuando  $X_C \sim X_L$ , en este punto el sistema se vuelve muy sensible a pequeños cambios en la transmisión (Brokering et al., 2008).

Lo anterior, esclarece el hecho de que no es posible incrementar la capacidad de transferencia en CA, sin repercutir en inestabilidades al sistema y sin el apoyo de dispositivos o elementos de control adicionales. En el caso de una línea HVDC, la inexistencia de reactancia logra que la longitud afecte en forma mínima la capacidad de transferencia de la línea, la cual en principio es solo limitada por consideraciones térmicas (Arrillaga, 1998).

En los cables de potencia en CA, la corriente capacitiva de excitación impide la creación de enlaces submarinos de distancias largas. En CC la ausencia de este problema permite la construcción de cables con mayores distancias, lo cual propicia la facilidad de adquirir nuevas rutas (Figura 1-7).

**Figura 1-7** Capacidad de transmisión en LT de CA y CC en función de la longitud para a) cables, b) conductores aéreos



Fuente: (ABB, 2014a)

**Capacidad de potencia transmitida.** Considérese dos conductores del mismo tamaño, uno actuando como polo en una línea en CC con tensión  $V_{CC}$  y el otro como fase en una línea CA con tensión rms  $V_{CA}$ . Si se establece que ambos conductores transmiten potencia activa con el mismo nivel máximo de tensión, esto es  $V_{CC} = V_{CA}\sqrt{2}$  y transfieren la misma cantidad de corriente  $I$ , se describe la relación de potencia de ambos conductores de acuerdo con la Ecuación (1.2).

$$\frac{P_{CC}}{P_{CA}} = \frac{\sqrt{2}}{\cos(\theta)} \quad (1.2)$$

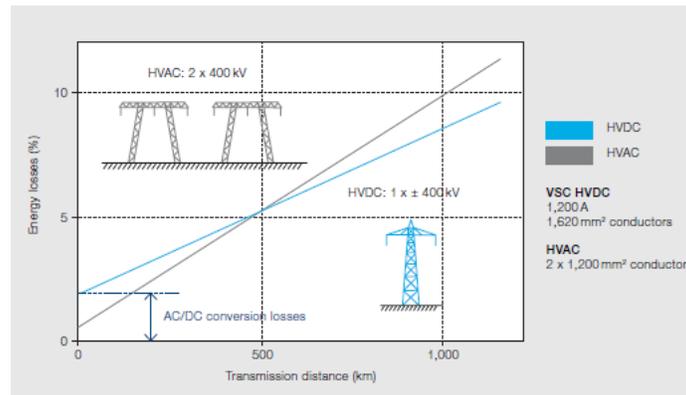
Donde,

$P_{CC}$  es la potencia de la línea de CC, en MW  
 $\theta$  es el ángulo de fase, en grados

Asumiendo un factor de potencia  $\cos(\theta) = 0.945$ , la relación obtenida muestra que un polo puede transmitir 1.5 veces la potencia de una fase con el mismo tamaño de conductor (Kamakshaiah & Kamaraju, 2011). En una conversión de líneas en CA a líneas CC, considerando un mismo porcentaje de pérdidas, la potencia transmitida puede ser incrementada hasta un 147% en líneas aéreas y hasta 294% en cables de potencia (Arrillaga, 1998).

**Pérdidas.** En CA, el efecto piel en los conductores ocasiona que la corriente se concentre en la superficie del conductor, esto provoca que la resistencia en CA de los conductores sea significativamente mayor a la resistencia en CC (Ergun & Hertem, 2016a), ver Figura 1-8. Para la transmisión de una misma potencia, un sistema HVDC tendrá un nivel de pérdidas entre 25 y 35% menor al sistema en CA (Kiessling et al., 2003).

**Figura 1-8** Comparación de pérdidas eléctricas de LT CA y CC en función de la longitud



Fuente: (ABB, 2014a)

**Estabilidad.** Uno de los objetivos principales de un SEP es suministrar energía eléctrica con niveles suficientes de calidad, la cual comprende los valores de amplitud de señal, la forma de onda de la señal, frecuencia, simetría del sistema trifásico, picos de tensión, sobretensiones, parpadeos y armónicos. Un elemento esencial que define la calidad de la energía en un SEP es la estabilidad del sistema, definido esto último como: “la habilidad de un SEP con una condición de operación inicial dada, de recuperar su estado de operación en equilibrio después de ser sujeta a un disturbio físico con la mayoría de las variables del sistema delimitadas de manera que prácticamente todo el sistema se mantenga intacto” (Kundur et al., 2004). La estabilidad de un sistema se ve categorizada en tres rubros:

- **Estabilidad del ángulo de rotor.** Refiere a la habilidad de un sistema de potencia para mantenerse sincronizado bajo grandes o pequeños disturbios (Erdoğan & Paterakis, 2015). Si el sistema es perturbado, el desequilibrio resultará en una variación en el rotor de algún generador síncrono, la diferencia angular relativa entre dos rotores provocará una transferencia del generador más lento al más rápido para reducir esta diferencia. La estabilidad del ángulo de rotor afecta la salida de potencia del generador y la transferencia de potencia del sistema (Kundur et al., 2004).
- **Estabilidad de frecuencia.** Refiere a la habilidad de un sistema para mantener una frecuencia estacionaria ante disturbios generados por un desbalance entre la carga y la generación (Kundur et al., 2004). Si la demanda excede a la generación, la energía necesaria para cubrir la demanda será tomada de la energía cinética rotacional de los rotores disminuyendo su velocidad y por ende la frecuencia, para el caso en que la demanda sea menor, el exceso de energía será transferido a los rotores provocando un incremento de frecuencia (von Meier, 2006).
- **Estabilidad de tensión.** Refiere a la habilidad de un sistema para mantener tensiones estacionarias en todos sus buses ante un disturbio (Kundur et al., 2004). La tensión eléctrica puede adecuarse mediante la inyección de potencia reactiva, la variación de la corriente en el devanado del rotor en un generador síncrono es una forma de proveer de potencia reactiva al sistema (von Meier, 2006), otros métodos incluyen la conexión al sistema de condensadores, compensadores o reactores (Gönen, 2014).

Para lograr la estabilidad deseada en un SEP, se han implementado y desarrollado dispositivos basados en electrónica de potencia con tecnología de estado sólido llamados Flexible AC Transmission Systems (FACTS), los cuales pueden modificar las características eléctricas de los componentes de la transmisión (Kuffel et al., 2000). La tecnología HVDC permite fácilmente un control de la potencia activa, con lo cual se puede obtener una amortiguación ante las oscilaciones electromecánicas en el sistema, aportando estabilidad al SEP mediante la modulación del flujo de potencia (González & Quilumba, 2016).

Cuando dos grandes SEP en CA se interconectan, pequeñas fluctuaciones pueden crear grandes oscilaciones en la potencia intercambiada, son necesarios esquemas de control en las centrales que tienen que modificarse a la par que los SEP interconectados crecen (Brokering et al., 2008). Puesto que la transmisión HVDC unifica las señales entre sus terminales a una señal continua, se pueden crear enlaces asíncronos que permiten la conexión de sistemas con diferente frecuencia sin transmitir inestabilidades entre estos (Kuffel et al., 2000). Con la reciente tecnología en conversión HVDC, es posible obtener un control tanto de la inyección como de la absorción de la potencia reactiva, lo cual puede emplearse para controlar la tensión en el sistema (Alassi et al., 2019).

**Continuidad de servicio.** La pérdida de cualquier fase de una línea de CA, genera grandes disturbios en la red eléctrica, provocando una pérdida del suministro. Con un sistema HVDC de dos polos, ante la pérdida de un polo, el polo restante puede adaptarse para seguir operando de forma normal e incluso poder transmitir una fracción de potencia transmitida por

el polo dañado empleando opciones de retorno de corriente (Kimbark, 1971). En este sentido, una línea bipolar es equivalente a una línea de circuito doble en CA (Padiyar, 1991).

**Nivel de corto circuito.** La interconexión entre sistemas en CA siempre reduce la impedancia general del sistema, lo cual incrementa los niveles de corto circuito. Puesto que una línea HVDC solo presenta resistencia, esta no aporta a los niveles corto circuito durante fallas (Arrillaga, 1998).

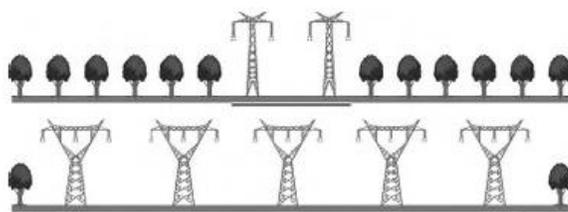
**Habilidad para operar en sobrecarga por periodos largos.** Las líneas de transmisión HVDC pueden operar con valores de potencia entre 10 y 15% mayor a su capacidad nominal por hasta 30 minutos. Dando el tiempo necesario para implementar las medidas de mitigación ante la contingencia. Esta condición de operación bajo sobrecarga no es posible con líneas en CA (ICF, 2018).

**Capacidad de arranque negro.** Con el uso de enlaces HVDC se aíslan eléctricamente ambas terminales de la línea, por lo cual, ante un “apagón” en el lado de la red en CA, el sistema HVDC puede proveer tensión efectiva y estabilización de frecuencia durante el proceso de restauración al nivel de potencia nominal del sistema, volviendo el proceso menos complicado y más confiable (Jiang-Hafner et al., 2008).

#### ❖ Aspectos económicos

**Infraestructura.** Para cierta configuración de línea HVDC y una línea en CA trifásica que operan ambas con un mismo nivel de corriente y tensión pico, la relación  $P_{CC}/P_{CA}$  es igual o cercana a la unidad (Kiesling et al., 2003), esto obedece al hecho sobre el cual dos conductores en CC pueden transmitir la misma potencia que tres conductores en CA, es así como una línea de transmisión HVDC requiere menor infraestructura que su equivalente en CA para una misma capacidad de potencia (Figura 1-9).

**Figura 1-9** Infraestructura para la transmisión de 3,000 MW; HVDC (arriba) vs CA (abajo)



Fuente: (Arrillaga et al., 2007)

**Reutilización.** Es posible utilizar infraestructura de una línea en CA antigua (herrajes, conductores, torres eléctricas y derecho de vía), para la construcción de una línea HVDC, disminuyendo, en gran medida, los costos de inversión e instalación (CIGRE WG B2.41, 2014).

**Aislamiento requerido.** El nivel de aislamiento en una línea de transmisión en CA es alrededor de 2.5 veces el nivel de tensión nominal de operación, mientras que para una línea en CC y con un adecuado control del convertidor, solo es necesario una relación de 1.7 (Arrillaga, 1998). Esto implica un menor número de aisladores necesarios para las líneas HVDC.

**Costo.** Tomando el costo de una línea en CA como 1.0 por unidad, la Tabla 1.3, muestra la relación de costo para su equivalente HVDC bipolar. Para este estudio fueron considerados los costos de construcción, los conductores y las torres eléctricas.

**Tabla 1.3** Relación de costos para líneas de transmisión aéreas CA y CC

Línea en CA, de doble circuito	Equivalente HVDC bipolar	Rango de costo <i>p. u.</i>
230 kV	±250 kV, 500 MW	0.68 a 0.95
400 kV	±350 kV, 1000 MW	0.57 a 0.75
500 kV	±500 kV, 2000 MW	0.54 a 0.7
765 kV	±500 kV, 3000 MW	0.33 a 0.7

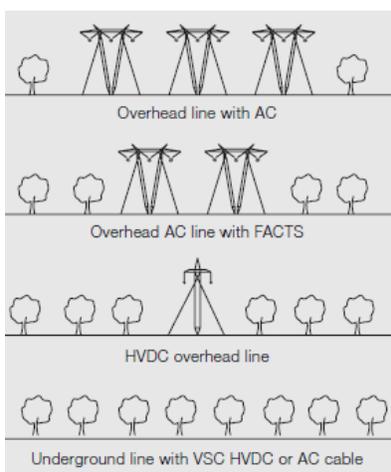
Fuente: (CIGRE WG 14.20, 2001)

#### ❖ Aspectos ambientales

**Derecho de vía.** El derecho de vía de una línea de transmisión aérea está conformado, junto con otros parámetros, por la distancia entre los conductores y la longitud de la cadena de aisladores. Para una misma capacidad de transferencia, se requieren menos conductores y aisladores en una línea HVDC y por ende el derecho de vía necesario será menor (Figura 1-10). Lo anterior implica un menor terreno ocupado y una disminución de impacto visual, este aspecto es particularmente importante cuando la línea de transmisión atraviesa lugares con alta vegetación o hábitats naturales.

Para la transmisión de cables, el derecho de vía requerido siempre será menor que para la transmisión aérea. En el caso de cables HVDC se elimina el efecto de proximidad al cable por lo cual solo deben considerarse las propiedades térmicas, con esto, el derecho de vía de los cables HVDC es en suma mucho menor que el requerido para cables CA (Ergun & Hertem, 2016a).

**Figura 1-10** *Diferentes tecnologías de transmisión*



Fuente: (ABB, 2014a)

**Efecto corona.** Cuando la intensidad de campo eléctrico en la superficie de un conductor está por encima de un valor crítico, se inicia una descarga Corona, este efecto se caracteriza por las variaciones ambientales que produce: pérdida de potencia, interferencia electromagnética, ruido audible, generación de ozono y luz visible. El nivel de estas variaciones es influenciado tanto por parámetros eléctricos como atmosféricos tales como condiciones de clima y depósitos en las superficies de conductores (Maruvada, 2000).

Mientras que en CA todas las fases contribuyen a los efectos de ruido audible y radio interferencia, en una línea HVDC con dos polos solo el polo positivo es considerado y se asume que el polo negativo produce valores no medibles (Nolasco et al., 2017). Ante la operación de una línea de transmisión, los efectos ambientales ocasionados por el efecto Corona, tales como la radio interferencia y el ruido audible, son menores en una línea HVDC (CIGRE WG B2.41, 2014). En general, es preferible el empleo de la polaridad negativa por su mejor desempeño ante el efecto Corona y por su menor vulnerabilidad ante la caída de rayos (EPRI, 2008).

### **1.3.2 Desventajas de la Corriente Continua**

**Costo del sistema de transmisión.** La transmisión HVDC requiere forzosamente la implementación de estaciones convertidoras en cada terminal de la línea. Las estaciones convertidoras son en su mayoría demasiado costosas y requieren grandes sumas de inversión (Kamakshaiah & Kamaraju, 2011).

**Unificación del SEP.** Con la tecnología actual, el cambio de tensión en CC sigue siendo viable técnica y económicamente solo en las etapas de conversión, esto a su vez

merma por el momento la idea de un SEP capaz de cubrir la demanda actual de forma completa en CC ([Kamakshaiah & Kamaraju, 2011](#)).

**Imposibilidad de crear derivaciones con subestaciones intermedias.** Debido al elevado costo que las estaciones implican, las derivaciones para despachar cargas intermedias de la línea no son económicamente viables ([CIGRE WG 14.20, 2001](#)).

**Diseño de interruptores.** Mientras que en CA el dispositivo de protección desconecta el elemento del sistema cuando la onda sinusoidal toma un valor de cero, en CC la señal de corriente se mantiene invariante, lo cual resulta en un incremento en los costos necesarios para la interrupción de la energía ([Figuroa-Acevedo et al., 2015](#)).

**Suministro de potencia reactiva.** Las Estaciones Convertidoras convencionales requieren grandes bloques de potencia reactiva para su operación, con valores entre 50 y 60% de la potencia activa transmitida ([Jovic, 2019](#)), por lo cual es necesario un suministro de potencia reactiva en sus instalaciones.

### 1.3.3 Relación de corto circuito

Cuanto más robusto sea un sistema en CA mejor se desempeñará frente a la conexión de un sistema HVDC, este desempeño es medido mediante la Relación de Corto Circuito (RCC) cuyo valor se obtiene con la Ecuación (1.3).

$$RCC = \frac{S_{3\phi}}{P_{DC}} \quad (1.3)$$

Donde,

$RCC$  es la relación de corto circuito

$S_{3\phi}$  es la potencia de corto circuito trifásica en el lado de CA del convertidor, en  $MVA$

$P_{DC}$  es la potencia nominal del sistema HVDC, en  $MW$

Un valor alto de RCC representa un mejor desempeño del sistema CA/CC, clasificándose como ([Kim et al., 2009](#)):

- **RCC alto** ( $RCC > 3$ ). Puede implementarse el sistema HVDC sin necesidad de pasos adicionales.

- **RCC bajo** ( $2 < RCC < 3$ ). La implementación del sistema HVDC requiere pasos adicionales de control de tensión y manejo de armónicos.
- **RCC muy bajo** ( $RCC < 2$ ). La implementación de un sistema HVDC solo es posible con el diseño de características especiales. Son requeridos estudios detallados para diseñar la interfaz entre CA y CC.

## 1.4 AC vs DC, la batalla histórica

Aunque hoy día la Corriente Alterna es utilizada en todo el mundo y es por excelencia quien lleva las riendas de la industria eléctrica en los sistemas eléctricos de potencia, sus inicios fueron posteriores a la Corriente Continua.

Los descubrimientos de Galvani, Volta, Oersted, Ohm y Ampere, pertenecieron al campo de la Corriente Continua, por lo cual los inicios a la ciencia eléctrica y las aplicaciones de electricidad son pertenecientes a este tipo de corriente (Kimbark, 1971).

La demanda eléctrica marcada a finales del siglo XIX impuso nuevos retos para los ingenieros al buscar formas tanto de generar la energía como para transportarla. Con la llegada de la energía hidroeléctrica, se había encontrado una solución temporal a la creciente demanda que emergía, orientando el interés en encontrar formas de poder transmitir esta energía (Asplund & Carlsson, 2008). La lucha por acaparar la industria eléctrica que surgía en E.U.A. y Europa desencadenó entre Edison como representante de la corriente continua, y a Westinghouse junto con Tesla como representantes de la corriente alterna, en una lucha de poderes conocida como la guerra de las corrientes.

### 1.4.1 La guerra de las corrientes

En 1878, Thomas Edison se volvió pionero de la industria eléctrica con la creación de la lámpara incandescente sustituyendo con éxito la iluminación a base de aceite; más tarde, desarrolló un sistema de alumbrado eléctrico distribuido fundando la Edison Electric Light Company y, el 4 de septiembre de 1882, abrió la Estación de Pearl Street en Nueva York, la primera central eléctrica en el mundo. La estación contaba con generadores de Corriente Continua impulsados por máquinas de vapor que alimentaban una carga inicial de 30 kW en un radio cercano a 1 milla (Kamakshaiyah & Kamaraju, 2011; Glover & Sarma, 2003).

Este sistema concebido en CC, imposibilitado por poder elevar o disminuir su tensión eléctrica de forma sencilla y económica, tenía la desventaja de operar a niveles de tensiones tan bajos como las consideradas de seguridad para el consumidor final (von Meier, 2006). A medida que la industria eléctrica se acrecentaba, fue requerido el transporte de energía en mayor distancia y cantidad, algo difícil de solucionar considerando la baja tensión utilizada.

Edison contrató a Nikola Tesla en 1884, por recomendación del jefe de su filial francesa *Continental Edison Company*, y le encomendó la tarea de resolver los problemas que su sistema en CC presentaba. Tesla, quien había trabajado con CA y ya poseía un alto

grado de comprensión en este tipo de sistemas, le anunció a Edison que la solución era el implementar la CA en lugar de la CC, ya que el principal problema era el operar los sistemas con una corriente alta; si se empleaba un transformador, se podía reducir la corriente al elevar el voltaje, y esto proporcionaría la misma potencia transferida, pero con un reducido valor de pérdidas y un requerimiento de aislamiento menor en los conductores. La idea de implementar CA le resultó en suma inconcebible a Edison, y fue rechazada por lo que Tesla renunció a seguir trabajando a su lado (Acevedo Díaz & García-Carmona, 2016).

Por otro lado, George Westinghouse, un empresario e ingeniero creador del freno neumático ferroviario, guiado por el éxito que el primer prototipo de transformador tuvo en Europa, apostó por la industria eléctrica y adquirió los derechos de patente sobre un dispositivo inventado en 1882 por Lucien Gaulard y John Gibbs, y junto con su empleado William Stanley, adaptaron el dispositivo para crear en 1885 lo que hoy se conoce formalmente como transformador (Maruvada, 2000; von Meier, 2006). Con el gran soporte que significaba el uso del transformador, Westinghouse estableció un sistema de potencia en Corriente Alterna y lo implementó en Estados Unidos en 1886 fundando la Westinghouse Electric Corporation.

La característica esencial de estos sistemas, consistía en poder transmitir a largas distancias con un número reducido de pérdidas, haciéndolo más eficiente y económico que los sistemas de Edison (Kimbarck, 1971). Con estas cualidades, la CA ganó rápidamente su aceptación en la industria eléctrica, generando una gran expansión de los sistemas eléctricos, sin embargo, esta expansión se vio afectada por la baja seguridad que ofrecía el débil aislamiento de los cables. Mientras que en la mayoría de las ciudades la transmisión se realizaba de forma subterránea, en la ciudad de Nueva York se optó por conducir mediante cables aéreos, ocasionando grandes apagones y muertes por electrocución que fueron subrayadas por la gran tormenta de nieve que atacó la ciudad en 1888 (ABB, 2017b).

Sin duda alguna, Edison, ferviente a la Corriente Continua y convencido de que la Corriente Alterna era en suma peligrosa, se dispuso a idear tácticas de lucha para ganar el mercado eléctrico y establecer a la Corriente Continua como la única factible de utilizar. Las declaraciones de Edison sobre el uso letal que la CA imponía a las personas, las demostraciones con experimentos en animales y el apoyo brindado para la sentencia a muerte por electrocución de William Kemmler mediante la creación de la primera silla eléctrica impulsada por CA, fueron las principales estrategias utilizadas para contraatacar los avances de Westinghouse (Acevedo Díaz & García-Carmona, 2016).

Por su parte Westinghouse, al ver la demostración de Nikola Tesla sobre su motor de inducción en CA, decidió aliarse con él y financiarlo para el desarrollo de sus invenciones en CA. Los sistemas de Westinghouse y Tesla vencieron su primer gran batalla en 1893 cuando los organizadores de la Exposición Mundial de Chicago optaron por sus sistemas para el contrato de iluminación frente a la opción de Edison, que requería el doble de presupuesto (Acevedo Díaz & García-Carmona, 2016).

Como último recurso, Edison, decidió fusionar todas las empresas que había comprado en lo que llamo Edison General Electric Company y, en 1892, se fusionó con su empresa rival Thomson-Houston Electric Company para formar la General Electric. Poco después, Edison perdió el liderazgo de su empresa y General Electric hizo a un lado la CC para compartir junto con Westinghouse el mercado eléctrico en CA (ABB, 2017b). En 1893, finalmente se estableció la pérdida de la CC ante la CA cuando la Niagara Falls Power Company le otorgo a Westinghouse la comisión para un sistema de transmisión eléctrica generada en la primera planta hidroeléctrica en las cataratas del Niágara (Acevedo Díaz & García-Carmona, 2016).

Con las ventajas del transformador, los circuitos polifásicos y el motor de inducción, se impulsó la era de la alta tensión en los sistemas de potencia en CA (Kimbark, 1971). Estos sistemas crecieron desmedidamente resultando en el desarrollo de grandes redes de potencia que interconectaban generación y carga separados a grandes distancias. Los sistemas en CC comenzaron a ser sustituidos y olvidados, para dar paso a los sistemas en CA, siendo hasta la fecha la que mayor uso tiene a nivel global (ABB, 2017b).

#### ***1.4.2 La revancha de la CC, los sistemas HVDC***

Aun cuando se supuso una aceptación general de la CA, muchos ingenieros mantuvieron la idea de poder emplear la Corriente Continua en los SEP. No fue sino hasta 1929 que esta percepción pudo verse alcanzable al desarrollarse una válvula de arco de mercurio en alta tensión diseñada por Augusto Uno Lamm, ingeniero eléctrico sueco, quién hoy en día es considerado como el padre de la transmisión eléctrica en HVDC, este diseño fue caracterizado por poseer electrodos de distribución de campo entre el ánodo y la red, con la finalidad de obtener un potencial más uniforme (Maruvada, 2000).

La iniciativa de usar válvulas de arco de mercurio para su empleo en transmisión con Corriente Continua, fue tomada por la compañía General Electric, quienes en 1936 lograron un enlace en Corriente Continua entre la planta hidroeléctrica Mechanicville y la fábrica de General Electric en Schenectady. La línea de transmisión medía 27 km, y podía transmitir 5.25 MW en 30 kV, este sistema utilizaba válvulas de arco de mercurio para la conversión en el lado emisor, sin embargo, en el lado receptor no había conversión debido a la carga de motores en CC, por lo cual no se presentaba un esquema completo HVDC (Peake, 2010). Pese a considerarse un éxito para la Corriente Continua, la operación de la línea fue descontinuada en 1945 con la creencia de que nada más podía ser aprendido y no se veía un claro futuro en la transmisión con CC (Kimbark, 1971).

En 1941, fue establecido el primer contrato para un sistema HVDC comercial, el cual suministraría a la ciudad de Berlín mediante un cable subterráneo. Pese a que en el año 1945 el sistema estaba listo para su energización, el paso de la segunda guerra mundial, provocó que este nunca entrará en operación y tuvo que ser desmantelado (Lips, 1998).

En Suecia, las nuevas plantas hidroeléctricas situadas en el norte y las principales cargas situadas en el sur, requirieron de transmisión en alta tensión, donde el desarrollo de las válvulas por parte de la firma ASEA inculcó la posibilidad de realizar esta transmisión en CC. Después de un experimento exitoso realizado en 1944, se tomó la decisión de realizar la conexión por medio de un cable submarino desde Suecia hacia la isla de Gotland. Transmitiendo 20 MW por 96 km a una tensión de 100 kV y puesto en servicio en 1954; este enlace es considerado como el primer sistema comercial de transmisión HVDC (ABB, 2006).

El desarrollo de los sistemas HVDC con válvulas de mercurio continuó expandiéndose hasta alcanzar un máximo a finales de 1960, cuando se imposibilitó el hecho de incrementar la tensión de bloqueo en las válvulas, asociado a esto, el empleo de las válvulas implicaba aspectos que afectaban el desempeño de las estaciones tales como alto mantenimiento, radio interferencia y poca flexibilidad. Un problema adicional era que el contenido de mercurio en las válvulas era liberado a la atmósfera en cada operación, lo cual, además de ser nocivo ambientalmente, requería un continuo monitoreo cuidadoso para controlar la exposición al mercurio (Tiku, 2014).

Fue en esta misma época cuando se impuso un nuevo desarrollo tecnológico que dotó de un control de electrodos a los diodos de silicio, obteniendo así los diodos controlados de silicio (SCR) mejor conocidos como tiristores (Kimbark, 1971). Los tiristores tuvieron la novedad de ser dispositivos que requerían menor espacio  $1 m^2/MW$ , comparado con el requerido para las válvulas de arco de mercurio  $3.5 m^2/MW$ , además de incrementar la eficiencia al tener un mayor valor de tensión de bloqueo (Tiku, 2014). Ya para el año 1967, se comenzaron a utilizar tiristores en la transmisión HVDC, siendo el enlace de Gotland quien fue provisto inicialmente con esta tecnología (ABB, 2006). Un año después, el enlace HVDC basado en tiristores *Cahora Bassa – Apollo*, batió récords mundiales en mayor tensión de transmisión 533 kV, mayor transmisión de potencia 1920 MW y mayor distancia de transmisión 1420 km (Lips, 1998).

A partir de esta fecha y, gracias a la ya notable capacidad y ventajas de la tecnología, la transmisión en HVDC evolucionó con invenciones en electrónica de potencia para crear las válvulas IGBT. En 1997 fue instalado el primer sistema HVDC con válvulas IGBT sobre el corredor de quien había sido el primer sistema trifásico instalado en Suecia en 1893 (Gutiérrez & Frau, 2005). El sistema solo fue instalado con fines experimentales, sin embargo, marcó un importante avance y un gran logro para los sistemas HVDC, dando origen a una nueva era en la forma de transmitir energía eléctrica.

La tecnología HVDC, hoy en día, es un firme candidato en la transmisión para hacer frente a los nuevos retos que trae consigo la demanda poblacional en el mundo; más que una contrincante de la CA, se convirtió en una aliada donde la unión armoniosa puede lograr sistemas cada vez más eficientes y económicos, que pueden a su vez, reducir el impacto ambiental que la situación actual exige.

## 1.5 Conclusiones del capítulo

El propósito de este capítulo fue revisar la definición de la corriente continua y la corriente alterna junto con el papel que juegan dentro de la industria eléctrica. Se han marcado las diferencias entre ambos tipos de corriente además de las ventajas y desventajas dentro del sector de transmisión.

Como lo marca la historia, la corriente alterna fue quien años atrás resultó victoriosa para emplearse en los SEP alrededor del mundo, sin embargo, los avances en la corriente continua le dieron la oportunidad de buscar una revancha dentro del sector transmisión, en la cual, ante los nuevos retos que la sociedad actual exige, ha logrado desplazar a la Corriente Alterna.

Los sistemas HVDC son actualmente la mejor opción para transmitir grandes cantidades de energía a largas distancias con el mayor ahorro económico, sin embargo, las ventajas que estos sistemas poseen han logrado que tenga más funciones que el de solo transmisión, también presentan beneficios bajo su función de interconexión, además, estas ventajas son explotadas hoy día para generación eléctrica *offshore* e integración de energías renovables.

---

## Capítulo 2

# Sistemas de transmisión HVDC

---

Puesto que la electricidad, es una forma de energía cuyo almacenamiento es difícil de realizar por medios económicos, está es consumida por los usuarios al tiempo que es generada. Mientras que un consumidor típico piensa en su uso de electricidad en términos de consumo de energía durante un período dado, la cantidad de interés para los operadores de sistemas y planificadores, es la potencia demandada en cualquier parte del tiempo. Despachar está demanda instantánea bajo diversas circunstancias, es la meta central en el diseño y operación de los sistemas de potencia, y representa el aspecto que mayor esfuerzo e inversión requiere (von Meier, 2006). Un elemento esencial que permite que esto suceda, son las líneas de transmisión

Se entiende como línea de transmisión al medio físico por el cual la electricidad es conducida en el proceso de transmisión dentro de un SEP, esta puede ser implementada por

conductores aéreos o bien mediante cables. La transmisión cumple un principal propósito dual, la interconexión de sistemas y la transferencia de bloques de energía (Arrillaga, 1998).

Cuando una línea de transmisión opera con Corriente Continua, se habla de una línea HVDC. Los principales usos de la transmisión HVDC son (Jovicic, 2019; Okba, 2012):

- a) **Líneas aéreas de larga distancia.** Los sistemas HVDC ofrecen una alternativa más económica que la transmisión en CA cuando es necesario transportar grandes bloques de energía a distancias largas.
- b) **Transmisión submarina de potencia.** Contrario a los cables en CA, no hay restricciones físicas que limiten la distancia en cables HVDC subterráneos o submarinos. Los cables submarinos son empleados para la transmisión de grandes distancias submarinas y para parques eólicos offshore.
- c) **Interconexión de redes asíncronas.** Permite la conexión de sistemas de diferente frecuencia y su uso mejora las transferencias de energía entre los dos sistemas y ofrece un rápido a la vez que preciso control de la estabilidad de los sistemas.
- d) **Transmisión en áreas congestionadas.** Los cables HVDC subterráneos son usados en áreas urbanas congestionadas o algún otro sitio donde sea difícil conseguir un derecho de vía para líneas aéreas, y la longitud involucrada haga a los cables en CA imprácticos.

Este capítulo expone el proceso teórico de la transmisión eléctrica empleando Corriente Continua, partiendo de un análisis de los dos diferentes tipos de conversión CA/CC empleados en un SEP, para continuar con una descripción de la forma en que la transmisión eléctrica puede ser realizada. Se incluye también una revisión de la literatura en la cual se recopilan los diversos costos que implica un proyecto de transmisión en CC, distinguiendo las diferencias en la valoración de viabilidad entre un proyecto con infraestructura nueva y uno con infraestructura reutilizada. Finalmente se presenta una revisión del mercado en Sistemas de Transmisión en Corriente Continua, donde se recopilan los principales proveedores y exponentes en el campo.

## 2.1 Principios de operación y tecnologías existentes

De la misma forma en que esto sucede con la Corriente Alterna, los diferentes elementos en un sistema de transmisión HVDC, difieren entre sí por aspectos técnicos, físicos y económicos entre otros. La elección en el uso de un elemento en específico estará en función de los requerimientos del proyecto contemplado.

En la actualidad, existen dos tipos de tecnologías por los cuales la conversión HVDC es realizada:

- Convertidor conmutado por línea.
- Convertidores por fuente de tensión.

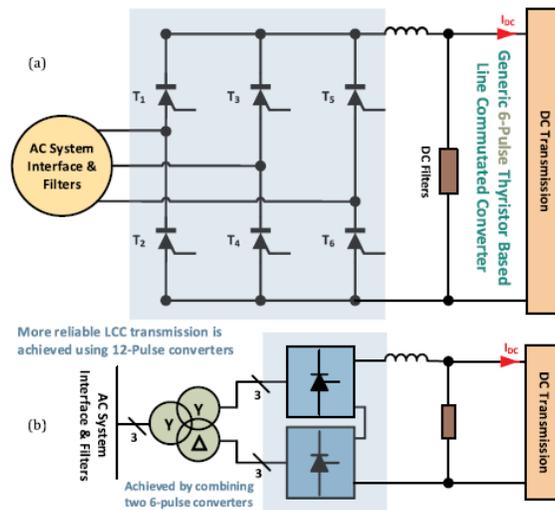
### 2.1.1 Convertidor conmutado por línea

EL convertidor conmutado por línea, en inglés *Line Commutated Converter* (LCC), realiza la conversión mediante el empleo de válvulas basadas en tiristores.

Las válvulas empleadas son del tipo rectificador controlado de silicio (SCR), cuyo empleo sobresalió sobre las antiguas de arco de mercurio gracias a su alta capacidad de conducción de corriente de entre 2000 A – 4000 A y tensiones inversas de soporte de 8 kV (Arrillaga et al., 2007). El término LCC deriva del hecho de que las válvulas una vez accionadas, son apagadas de forma natural en el cruce por cero de la señal de onda de CA.

La unidad básica de un convertidor LCC es un circuito de onda completa o convertidor de seis pulsos. Comúnmente suele utilizarse un arreglo de 12 pulsos como se muestra en la Figura 2-1, creado a partir de dos convertidores de seis pulsos conectados en serie y alimentados cada uno por transformadores estrella-delta y estrella-estrella; este arreglo mejora la confiabilidad del conversor y reduce los armónicos generados (Alassi et al., 2019).

Figura 2-1 Configuración de un conversor de tipo LCC



Fuente: (Alassi et al., 2019)

La tensión en continua a la salida del rectificador viene dada por la Ecuación (2.1) (Gönen, 2014).

$$V_{CD} = \frac{3\sqrt{6} V_f}{\pi} \cos(\alpha) \quad (2.1)$$

Donde,

- $V_{CD}$  es la tensión en continua a la salida del rectificador, en  $kV$   
 $V_f$  es la tensión de fase en el lado de CA, en  $kV$   
 $\alpha$  es el ángulo de disparo de los tiristores, en *grados*

La Ecuación (2.1) muestra que, al modificar el ángulo de disparo, la señal de tensión puede ser modulada fácilmente, teniendo valores negativos para ángulos mayores a  $90^\circ$ . En este punto el convertidor adquiere un aspecto inductivo por lo que requiere de mayor potencia reactiva (Brokering et al., 2008).

Cuando el ángulo de disparo es mayor a  $90^\circ$ , la tensión se vuelve negativa, invirtiendo el flujo de potencia y utilizando el convertidor como inversor. Por lo tanto, puede decirse que el proceso de rectificación e inversión ocurren con  $0^\circ < \alpha < 90^\circ$  y  $90^\circ < \alpha < 180^\circ$  respectivamente (Kimbark, 1971).

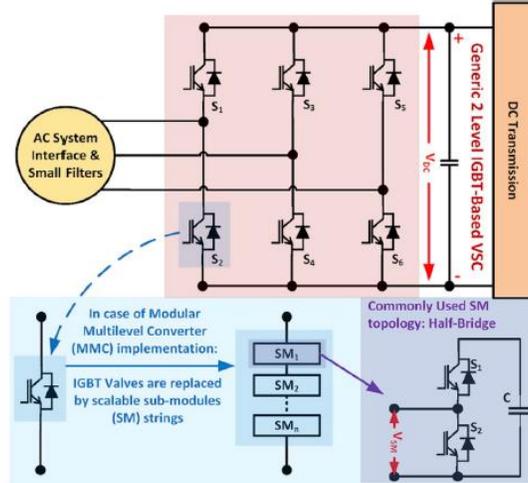
Los convertidores LCC son actualmente la solución más económica y eficiente en la transmisión de grandes cantidades de potencia a distancias largas, por lo cual es la tecnología más empleada para transmisión HVDC aérea (Arrillaga et al., 2007).

### **2.1.2 Convertidores por fuente de tensión**

El convertidor por fuente de tensión, en inglés *Voltage Source Converter* (VSC), realiza la conversión mediante el empleo de válvulas basadas en transistores del tipo Insulated Gate Bipolar Transistor (IGBT).

A diferencia de los tiristores donde solo se controla el encendido, los transistores IGBT pueden ser controlados tanto en su encendido como en su apagado, lo cual incrementa la capacidad de control en los convertidores. En la Figura 2-2 se muestra la estructura básica de un convertidor llamado ‘arreglo de dos niveles’ (VSC), donde las válvulas IGBT están dispuestas en una configuración similar al convertidor de seis pulsos. La modificación de las válvulas, para la topología de convertidores multinivel, es comúnmente usada para lograr un alto factor de confiabilidad, incrementar la tolerancia a fallas y reducir los requerimientos de filtrado (Alassi et al., 2019).

**Figura 2-2** Configuración de un convertor de tipo VSC



Fuente: (Alassi et al., 2019)

Debido a que el control de los convertidores se realiza a frecuencias muy altas (arriba de  $1\text{ kHz}$ ), los armónicos son menores en comparación con los convertidores LCC, reduciendo los requerimientos de filtros (Jovcic, 2019).

Una cualidad sobresaliente en un convertidor VSC, es la capacidad de poder controlar los flujos de potencia activa y reactiva de forma independiente. Al poder generar o absorber potencia reactiva, las EC con tecnología VSC pueden operar como un dispositivo FACTS de tipo Static Synchronous Compensator (STATCOM), siendo posible controlar la tensión de transmisión, amortiguar la oscilación de potencia en el sistema de transmisión, y controlar la estabilidad transitoria (Yousuf & Subramaniyan, 2013).

En contraste con los convertidores LCC, el flujo de potencia puede ser revertido instantáneamente al cambiar el flujo de corriente (Jovcic, 2019).

La tecnología moderna de los sistemas VSC ha permitido operar los enlaces de forma remota gracias al sistema de control basado en semiconductores y microprocesadores. Esta cualidad es provechosa en situaciones o lugares donde solo unas cuantas personas están capacitadas para la operación de los sistemas y estas pocas personas pueden operar varios enlaces desde una locación central (Rudervall et al., 2000).

La Tabla 2.1 muestra una comparación entre las tecnologías de conversión LCC y VSC:

**Tabla 2.1** Principales diferencias entre LCC y VSC

Descripción	LCC	VSC
Dispositivo empleado	Válvulas de arco de mercurio (1950 – 1970). Tiristores (1970- actualidad)	IGBT (1990-actualidad)
Conmutación	Dependiente de la línea	Auto conmutado
Pérdidas de potencia eléctrica	Menores pérdidas	Mayores pérdidas
Mecanismo para revertir el flujo de potencia	Reversión de la polaridad de la tensión	Reversión de la dirección de corriente
Tamaño de las EC	Grandes	50% menores a LCC
Dependencia de la robustez de la red	Dependiente ( $SCR \geq 2$ )	Independiente
Nivel de potencia	Hasta 6400 MW	Hasta 1200 MW
Consumo de potencia reactiva	50% – 60% el nivel de potencia activa.	Ninguno
Nivel de armónicos	Alto	Bajo
Uso común	Distancias largas y alta potencia	offshore/cables
Costos	Bajos	Altos
Período de construcción	3 años	2 años

Fuente: (Alassi et al., 2019; Jovcic, 2019; Gul et al., 2019)

## 2.2 Configuraciones de los sistemas de transmisión HVDC

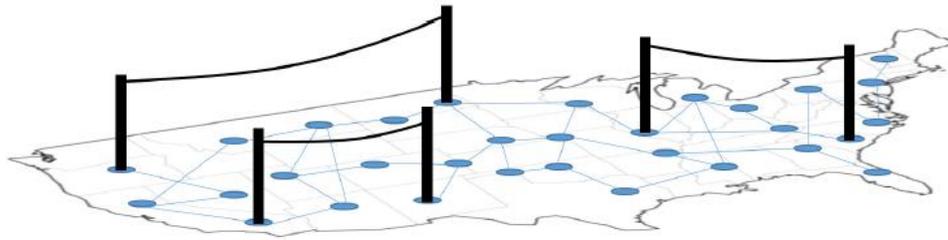
La topología principal de los sistemas HVDC refiere al tipo de conexión que hay entre las estaciones convertidoras:

- ◆ Point to point
- ◆ Multiterminal.
- ◆ Back to back.

### 2.2.1 Point to point

Se considera como la aplicación tradicional de un sistema HVDC (CIGRE WG B2.41, 2014). Esta topología posee una EC en cada terminal del enlace, siendo un rectificador para la terminal emisora y un inversor para la terminal receptora (Figura 2-3). La configuración del enlace puede ser monopolar, bipolar u homopolar.

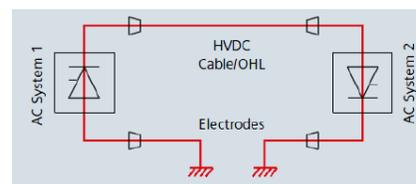
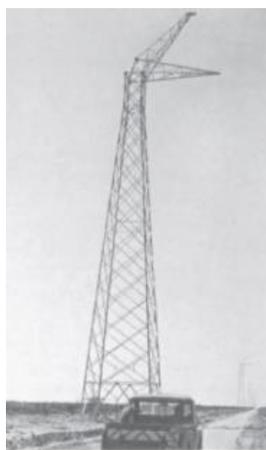
**Figura 2-3** Diseño conceptual de una configuración Point to Point



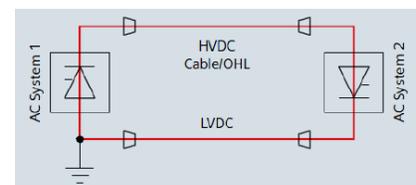
Fuente: (Figuroa-Acevedo et al., 2015)

**Configuración monopolar.** Emplea un solo conductor, siendo el polo negativo el usualmente utilizado, mientras que el retorno se realiza por tierra o mar a través de electrodos como se muestra en la Figura 2-4 (Maruvada, 2000). Es el más barato de todos los esquemas, pero solo puede usarse cuando puedan justificarse los problemas que origina la corriente de retorno tales como la corrosión de tuberías y vías ferrocarriles, además de la interferencia con otros sistemas eléctricos (Uhlmann, 1975). En lugares donde el retorno por tierra no sea posible, es necesario emplear un retorno metálico (Arrillaga et al., 2007). La principal desventaja de esta configuración es el hecho de que cuando una falla ocurre en la línea o en uno de los convertidores, se perderá completamente la capacidad de transmisión.

**Figura 2-4** Línea de transmisión monopolo; torre eléctrica (izquierda), diagramas (derecha)



Monopolo con retorno por tierra



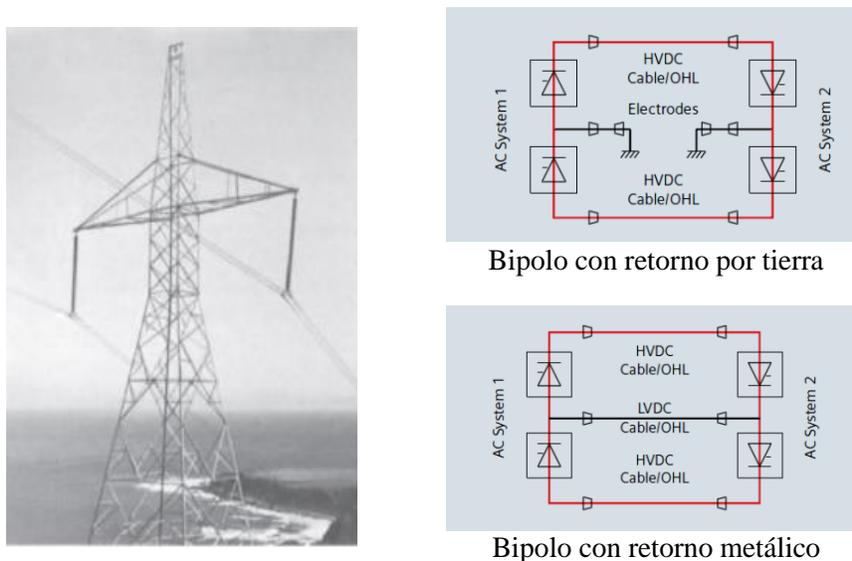
Monopolo con retorno metálico

Fuente: (Uhlmann, 1975; Siemens, 2011)

**Configuración bipolar.** Es actualmente la más utilizada (Alassi et al., 2019). Emplea un conductor con polaridad positiva y un conductor con polaridad negativa como se muestra

en la Figura 2-5. Posee un convertidor para cada polo en ambas terminales, los cuales están conectados en serie con la unión puesta a tierra. Bajo operación normal, las corrientes que fluyen en cada polo se encuentran en equilibrio y no hay corriente de retorno por tierra (Uhlmann, 1975).

**Figura 2-5** Línea de transmisión bipolo; torre eléctrica (izquierda), diagrama (derecha)



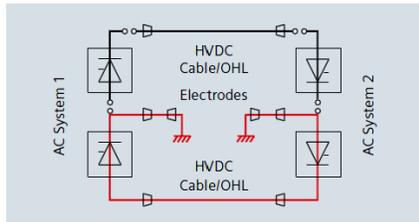
Fuente: (Uhlmann, 1975; Siemens, 2011)

La configuración bipolar posee un alto grado de confiabilidad, ya que, en la ocurrencia de falla de un polo, ya sea en la línea de transmisión o sus convertidores, le es posible transmitir por el polo sano parte de la potencia transmitida por el polo en falla; esto se realiza al establecer un retorno de la corriente para el polo sano, ver Figura 2-6.

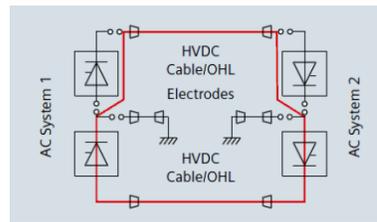
Se presentan dos subesquemas en función del tipo de retorno empleado y el tipo de falla ocurrida (Siemens, 2011).

- **Subesquema con retorno por tierra.** Se emplea cuando tanto los convertidores como la línea se encuentran aislados.
- **Subesquema con retorno por línea.** Se utiliza cuando solo los convertidores se encuentran aislados, haciendo uso de la línea del polo en falla como retorno metálico.

**Figura 2-6** Subesquemas monopolo en caso de ocurrencia de falla



Subesquema con retorno por tierra



Subesquema con retorno por línea

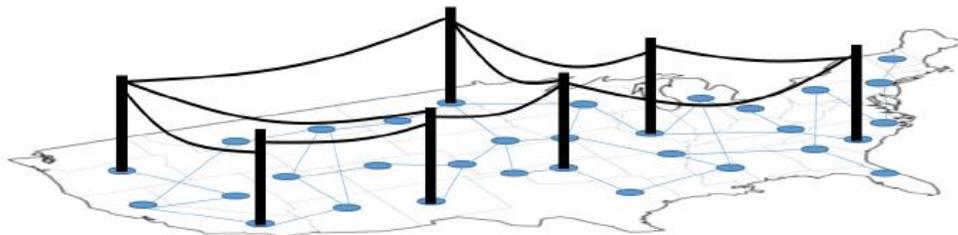
Fuente: (Siemens, 2011)

**Configuración homopolar.** Posee dos polos al igual que el esquema bipolar, con la diferencia en que ambos son de la misma polaridad, siendo la tensión negativa el usado comúnmente. El retorno de la corriente se realiza por tierra y las estructuras empleadas son semejantes a las de una línea bipolar (Maruvada, 2000). En caso de fallar un polo, el sistema puede operar como esquema monopolar.

### 2.2.2 Multiterminal

Se presenta cuando se conectan dos o más EC en una terminal (Figura 2-7). El empleo de la topología multiterminal es la más adecuada para el intercambio de potencia entre grandes redes de potencia o sistemas interregionales. Las configuraciones son, multiterminal serie y multiterminal paralelo.

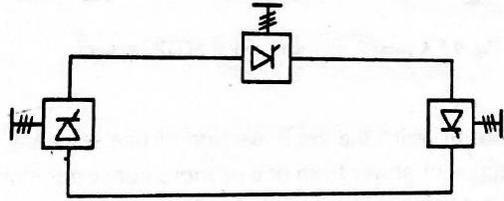
**Figura 2-7** Diseño conceptual de configuración multiterminal



Fuente: (Figuroa-Acevedo et al., 2015)

**Multiterminal serie.** Es una extensión natural de un esquema punto a punto, se constituye por un sistema conectado en serie (Figura 2-8).

**Figura 2-8** Diagrama de esquema multiterminal serie

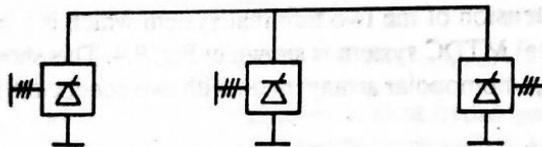


Fuente: (Padiyar, 1991)

Se utiliza un enlace monopolar seleccionando un solo punto de puesta a tierra conveniente para todo el sistema. En esta configuración la corriente es establecida por una EC y es común para todas las estaciones. La entrada o salida de una EC debe venir acompañada por un bloqueo/desbloqueo del convertidor y un bypass para evitar la interrupción de corriente (Padiyar, 1991).

**Multiterminal paralelo.** En esta configuración las estaciones convertidoras son conectadas en paralelo como derivaciones (Figura 2-9).

**Figura 2-9** Diagrama de esquema multiterminal paralelo



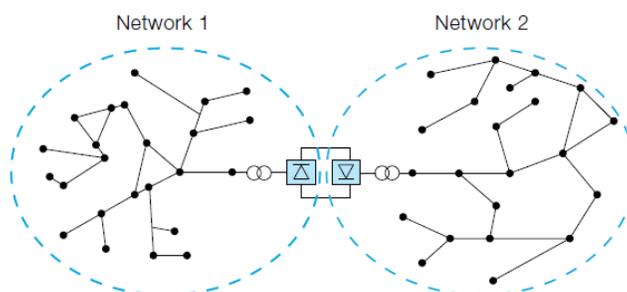
Fuente: (Padiyar, 1991)

La tensión es establecida por una de las EC y las demás establecen su corriente de acuerdo con los requerimientos de potencia. La desconexión de un segmento de transmisión puede resultar en la interrupción de potencia de uno o más estaciones convertidoras (Padiyar, 1991).

### 2.2.3 Back to back

Esta configuración realiza la rectificación e inversión en la misma instalación (Figura 2-10).

Figura 2-10 Diseño conceptual de configuración Back to Back



Fuente: (ABB, 2013a)

La principal diferencia con las configuraciones point to point es la eliminación de la línea de transmisión, por lo cual el sistema de control, el equipo de enfriamiento y los equipos auxiliares se integran en común con los dos convertidores (CIGRE WG 14.20, 2001). Se utiliza para la conexión de sistemas cercanos asíncronos o de diferente frecuencia, ofreciendo un aislamiento entre las perturbaciones de ambos sistemas conectados (Gutiérrez & Frau, 2005).

Aunque todas las configuraciones pueden implementarse usando ambos tipos de convertidores LCC y VSC (Jovcic, 2019), por las diferencias entre los tipos de conversión, la tecnología VSC suele utilizarse principalmente en configuraciones back to back y en transmisión con cables, mientras que la tecnología LCC es preferible para transmisión aérea a distancias largas.

## 2.3 Costos de un Sistema de Transmisión HVDC

Los costos de un sistema de transmisión HVDC se dividen principalmente en dos rubros:

- ◆ Costos de inversión.
- ◆ Costos operacionales.

### 2.3.1 Costos de inversión

La composición de los costos de inversión en un proyecto de transmisión HVDC se dividen en:

- **Costos de ingeniería.** Dentro de este rubro se incluyen los costos por las actividades de estudios de factibilidad, consultoría, diseño e ingeniería, evaluación financiera, evaluación económica y estudios de efectos ambientales (CIGRE WG 14.20, 2001).
- **Costos de adquisición y construcción.** Se constituyen principalmente por los costos implicados en la instalación y puesta en marcha, incluyen actividades como la compra de materiales y equipo, construcción e instalación, entrenamiento de personal, contingencias y manufactura de materiales.
- **Costos adicionales.** Son considerados como todos aquellos que no forman parte de los costos mencionados anteriormente, su aplicabilidad y valor dependen de las características particulares de cada proyecto. Ejemplos de estos son: Licencias y permisos, consultas públicas, interés durante la construcción y compensación a zonas habitadas que son afectadas (Brand et al., 2014; CIGRE WG 14.20, 2001).

**Línea de transmisión aérea.** El grupo de trabajo CIGRE JWG B2/B4/C1.17 (2009), realizó en el brochure 388, un compendio de los costos de inversión para líneas de transmisión aéreas con configuración bipolar en tensiones entre  $\pm 300$  y  $\pm 800$  kV, la Tabla 2.2 muestra los porcentajes promedio en que los costos de inversión son divididos.

**Tabla 2.2** División de costos de inversión para una línea de transmisión HVDC aérea

Descripción	%
Ingeniería	3.5
Materiales	
Torres, cimentaciones y vigas	19
Conductor	31.7
Hilo de guarda, aisladores, puesta a tierra y accesorios.	4.8
Mano de obra	
Derecho de vía y acceso	14.9
Montaje de torres y cimentaciones	7.3
Instalación de conductor	6.8
Instalación de hilos de guarda y puesta a tierra	2.3
Administración y supervisión.	
Transporte de materiales	1.2
Inspección	3.9
Administración de la construcción	1.7
Contingencias	2.9
Total	100

Fuente: (CIGRE JWG B2/B4/C1.17, 2009)

Los costos de la línea de transmisión, varían en función de la configuración requerida. Se estima que una línea monopolar tendrá un costo 15% menor a la línea bipolar (CIGRE WG 14.20, 2001). La Tabla 2.3 muestra el costo total de inversión para líneas de transmisión aéreas con diferente tensión y número de conductores.

**Tabla 2.3** Costos de inversión de líneas de transmisión aéreas con esquema bipolar, al año 2009

Tensión kV	Número de conductores	Costo total \$US/km
±300	2	155,719
±300	4	217,101
±500	2	163,273
±500	3	188,790
±500	4	253,618
±600	3	193,636
±600	4	245,952
±600	6	362,673
±800	6	259,063

Nota. Costos en el año 2009

Fuente: (CIGRE JWG B2/B4/C1.17, 2009)

**Línea de transmisión con cables.** El uso de cables en un sistema HVDC se ha presentado principalmente en instalaciones con tecnología VSC. En general, los precios dependen de la potencia a ser transmitida, la distancia, temperatura, profundidad del agua o entierro, entre otros factores (CIGRE WG 14.20, 2001). La Tabla 2.4 muestra los costos por cada par de cables para uso offshore y onshore.

**Tabla 2.4** Costo de adquisición de cables offshore y onshore

Tensión kV	Área transversal mm <sup>2</sup>	\$US/m	Fuente
Offshore			
±150	1400	1059 <sup>1</sup>	(Xiang et al., 2016)
±150	1800	1199 <sup>2</sup>	(ENTSOE, 2011)
±300	1000	1154 <sup>1</sup>	(Xiang et al., 2016)
±300	2000	1586 <sup>1</sup>	(Xiang et al., 2016)
±320	1500	1199 <sup>2</sup>	(ENTSOE, 2011)
±320	2000	1477 <sup>2</sup>	(ENTSOE, 2011)
±400	1500	1477 <sup>2</sup>	(ENTSOE, 2011)
±400	2500	1918 <sup>2</sup>	(ENTSOE, 2011)
±500	1500	1556 <sup>2</sup>	(ENTSOE, 2011)
±500	2000	1679 <sup>2</sup>	(ENTSOE, 2011)

$\pm 500$	2500	1999 <sup>2</sup>	(ENTSOE, 2011)
Onshore			
220-320	600	1287 <sup>3</sup>	(National Grid ESO, 2015)
	1200	2097 <sup>3</sup>	(National Grid ESO, 2015)
	1500	2188 <sup>3</sup>	(National Grid ESO, 2015)
320-400	800	1362 <sup>3</sup>	(National Grid ESO, 2015)
	1200	1775 <sup>3</sup>	(National Grid ESO, 2015)
	1800	2371 <sup>3</sup>	(National Grid ESO, 2015)
400-500	1200	1495 <sup>3</sup>	(National Grid ESO, 2015)
	1800	1879 <sup>3</sup>	(National Grid ESO, 2015)
	2000	2336 <sup>3</sup>	(National Grid ESO, 2015)

*Nota.* No son considerados los costos de instalación.

Los costos encontrados en las fuentes seleccionadas fueron convertidos a dólares de acuerdo con el tipo de cambio correspondiente.

<sup>1</sup>1 Libra = 1.35 \$US (2016)

<sup>2</sup>1 Euro = 1.39 \$US (2011)

<sup>3</sup>1 Libra = 1.53 \$US (2015)

Los costos de instalación dependen de aspectos como la profundidad del entierro, los riesgos en la locación, el tipo y dimensiones del cable, entre otros (ENTSOE, 2011). Para la instalación de cables en terreno, se registran costos entre 612 y 994 \$US/m (National Grid ESO, 2015). El costo de instalación para cables offshore tomará diferentes valores, de acuerdo con el tipo de instalación requerida. Costos de instalación en la literatura se muestran en la Tabla 2.5.

**Tabla 2.5** Costo de instalación para cables offshore

Instalación	\$US/m	Fuente
1 cable, 1 zanja	765 <sup>1</sup>	(National Grid ESO, 2015)
	799 <sup>2</sup>	(ENTSOE, 2011)
Cable bifilar, 1 zanja	1300 <sup>1</sup>	(National Grid ESO, 2015)
	1119 <sup>2</sup>	(ENTSOE, 2011)
2 cables individuales, 2 zanjas 10 m aparte	1323 <sup>1</sup>	(National Grid ESO, 2015)
	1438 <sup>2</sup>	(ENTSOE, 2011)

*Nota.* Los costos encontrados en las fuentes seleccionadas fueron convertidos a dólares de acuerdo con el tipo de cambio correspondiente.

<sup>1</sup>1 Libra = 1.53 \$US (2015)

<sup>2</sup>1 Euro = 1.39 \$US (2011)

**Estación convertidora.** El grupo de trabajo CIGRE WG 14.20 (2001), recopila en el brochure 186 la división de costos de inversión de diferentes estaciones convertidoras. Tomando como base el promedio de los valores presentados, la Tabla 2.6 contiene la división de costos de inversión en una estación de conversión.

**Tabla 2.6** División de costos de inversión para una estación convertidora

Descripción	%
Ingeniería y administración	17
Adquisición y construcción	
Materiales	59
Válvulas	22
Transformador de conversión	22
Estructuras, filtros y accesorios lado CC	6
Estructuras, filtros y accesorios lado CA	9
Mano de obra	24
Trabajo civil y mecánico	13.5
Control, protección y comunicación	8
Potencia auxiliar	2.5
Total	100

Fuente: con información de (CIGRE WG 14.20, 2001)

**Estación LCC.** Los costos de inversión final en este tipo de estaciones, pueden aumentar en medida que sea requerido un mayor grupo de válvulas o la inyección adicional de potencia reactiva; también aumentan en el grado en que el valor RCC sea menor a tres (CIGRE WG 14.20, 2001). Costos de inversión de EC de tipo LCC para tensiones entre 400 y 800 kV son mostrados en la Tabla 2.7.

**Tabla 2.7** Costos de inversión de estaciones convertidoras bipolo de tipo LCC

Tensión kV	Potencia MW	Costo total mdd	Fuente
400	1000	190 <sup>1</sup>	(National Grid ESO, 2015)
	2000	255 <sup>3</sup>	(ENTSOE, 2011)
	3000	450 <sup>2</sup>	(CIGRE WG 14.20, 2001)
	4000	680 <sup>4</sup>	(Bahrman & Johnson, 2007)
600	3000	465 <sup>4</sup>	(Bahrman & Johnson, 2007)
800	3000	510 <sup>4</sup>	(Bahrman & Johnson, 2007)

*Nota.* Los costos encontrados en las fuentes seleccionadas fueron convertidos a dólares de acuerdo con el tipo de cambio correspondiente.

<sup>1</sup>1 Libra = 1.53 \$US (2015)

<sup>2</sup>Costo en dólares al año 2001

<sup>3</sup>1 Euro = 1.39 \$US (2011)

<sup>4</sup>Costo en dólares al año 2007

Una estación monopolo de 500 *kV* y 500 *MW* tendrá un costo de 90 *mdd*. Estaciones back to back poseen un precio de 45 *mdd* para 500 *MW* y de 26 *mdd* para 200 *MW* (CIGRE WG 14.20, 2001).

**Estación VSC.** La Tabla 2.8, muestra costos de inversión para estaciones VSC onshore y offshore. La reciente entrada de los convertidores VSC al mercado de energía eléctrica y el diseño de tecnología cada vez más barato, ha ocasionado una escasa y divergente información en el dominio público, dando lugar a grandes variaciones entre una fuente y otra (Härtel et al., 2017)

**Tabla 2.8** Costos de inversión de estaciones VSC

Tensión <i>kV</i>	Potencia <i>MW</i>	Costo total <i>mdd</i>	Fuente
Offshore			
300	500	116 <sup>2</sup>	(ENTSOE, 2011)
	800	136 <sup>1</sup>	(National Grid ESO, 2015)
320	1000	180 <sup>1</sup>	(National Grid ESO, 2015)
	1200	247 <sup>1</sup>	(National Grid ESO, 2015)
500	1250	188 <sup>2</sup>	(ENTSOE, 2011)
	1800	275 <sup>1</sup>	(National Grid ESO, 2015)
	2000	236 <sup>2</sup>	(ENTSOE, 2011)
Onshore			
320	800	164 <sup>1</sup>	(National Grid ESO, 2015)
	1000	187 <sup>1</sup>	(National Grid ESO, 2015)
	1200	204 <sup>1</sup>	(National Grid ESO, 2015)
500	1800	256 <sup>1</sup>	(National Grid ESO, 2015)
	2200	333 <sup>1</sup>	(National Grid ESO, 2015)

*Nota.* Los costos encontrados en las fuentes seleccionadas fueron convertidos a dólares de acuerdo con el tipo de cambio correspondiente.

<sup>1</sup>1 Libra = 1.53 \$US (2015)

<sup>2</sup>1 Euro = 1.39 \$US (2011)

### 2.3.2 Costos Operacionales

Una vez que el sistema ha sido instalado y está listo para su puesta en marcha, deben ser considerados costos debidos a su operación durante el periodo de su vida útil. Estos se clasifican en costos de pérdidas, y costos de operación y mantenimiento.

**Costo de pérdidas.** Son representados por las pérdidas eléctricas derivados de la operación y funcionamiento en las estaciones convertidoras y líneas de transmisión. El estándar 1158-1991 de IEEE (1991) presenta una explicación sobre los principales métodos

de evaluación económica de los costos por pérdidas. A la fecha no ha surgido un consenso para la adopción de una sola técnica de evaluación.

El método convencional en la práctica es considerar el costo de pérdidas como el resultado de multiplicar el nivel de pérdidas por el costo de la energía pérdida, este valor está conformado por dos componentes: el primero es la porción de demanda, la cual constituye los costos de capital asociados a la instalación de la infraestructura necesaria para suministrar el nivel de pérdidas; y el segundo, es la porción de energía, el cual es asociado al costo de la energía requerida para cubrir las pérdidas (Brand et al., 2014; IEEE, 1991).

El costo de la energía perdida, ha mostrado ser en suma dependiente de las características regionales en cada país. Algunos valores encontrados en la literatura se presentan en la Tabla 2.9.

**Tabla 2.9** Costo de energía para el cálculo de pérdidas

Costo de energía \$US/MWh	Referencia
80.68 <sup>1</sup>	(Brand et al., 2014)
88.2 <sup>2</sup>	(Armani et al., 2008)
98.12 <sup>3</sup>	(Hur, 2012)

*Nota.* Los costos encontrados en las fuentes seleccionadas fueron convertidos a dólares de acuerdo con el tipo de cambio correspondiente.

<sup>1</sup>1 Euro= 1.33 \$US (2014)

<sup>2</sup>1 Euro = 1.47 \$US (2008)

<sup>3</sup>1 KRW=0.0009086 \$US (2012)

**Línea de transmisión aérea.** Se deben a los efectos Corona y Joule. El efecto Joule es el principal componente en las pérdidas en una línea de transmisión, generalmente se encuentran entre 6 y 10% de la potencia transmitida. Las pérdidas por efecto Corona son cuando mucho un 25% de las pérdidas por efecto Joule (CIGRE WG B2.41, 2014).

Las pérdidas por efecto Joule en una línea de transmisión bipolar se obtienen mediante la Ecuación (2.2) (Font et al., 2018):

$$L_J = \frac{1}{2} R \left( \frac{P_{CC}}{V} \right)^2 \quad (2.2)$$

Donde,

- $L_J$  son las pérdidas por efecto Joule, en  $MW/km$
- $R$  es la resistencia total del polo, en  $\Omega/km$
- $P_{CC}$  es la potencia transmitida, en  $MW$
- $V$  es la tensión de la línea, en  $kV$

En una línea de transmisión bipolar, las pérdidas por Corona varían en función de las condiciones climáticas, el cálculo de pérdidas se obtiene mediante las Ecuaciones (2.3) y (2.4) (Nolasco et al., 2017):

Buen clima.

$$L_c = 2.9 + 50 \log\left(\frac{E_{M\acute{a}x}}{E_0}\right) + 30 \log\left(\frac{d}{d_0}\right) + 20 \log\left(\frac{m}{m_0}\right) - 10 \log\left(\frac{H \cdot S}{H_0 \cdot S_0}\right) \quad (2.3)$$

Mal clima.

$$L_c = 11 + 40 \cdot \log\left(\frac{E_{M\acute{a}x}}{E_0}\right) + 20 \cdot \log\left(\frac{d}{d_0}\right) + 15 \cdot \log\left(\frac{m}{m_0}\right) - 10 \cdot \log\left(\frac{H \cdot S}{H_0 \cdot S_0}\right) \quad (2.4)$$

Donde,

- $L_c$  son las pérdidas por efecto corona de una línea bipolar, en *DB*
- $d$  es el diámetro del subconductor, en [*cm*].
- $d_0$  es el diámetro de referencia del conductor, con  $d_0 = 3.05$  [*cm*].
- $H$  es la altura de los polos, en [*m*].
- $H_0$  es la altura de referencia de los polos, con  $H_0 = 15$  [*m*].
- $S$  es la distancia entre polos, en [*m*].
- $S_0$  es la distancia de referencia entre polos, con  $S_0 = 15$  [*m*].
- $m$  es el número de subconductores en el haz.
- $m_0$  es el número de referencia de subconductores en el haz, con  $m_0 = 3$ .
- $E_{M\acute{a}x}$  es el gradiente superficial máximo del haz de conductores, en  $\left[\frac{kV}{cm}\right]$ .
- $E_0$  es el gradiente superficial de referencia, con  $E_0 = 25$   $\left[\frac{kV}{cm}\right]$ .

Dado que las pérdidas se obtienen en *dB*, es necesario realizar la conversión a *kW/km* mediante la Ecuación (2.5).

$$L_c \left(\frac{kW}{km}\right) = 10^{\frac{L_c}{10}} \quad (2.5)$$

Para una evaluación económica, las pérdidas en una línea bipolar deben ser consideradas como el 80% de pérdidas con condiciones de buen clima y el 20% con condiciones de mal clima (Nolasco et al., 2017). Las pérdidas totales son entonces obtenidas mediante la Ecuación (2.6).

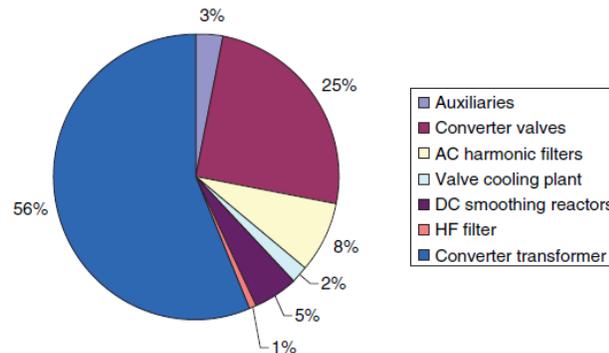
$$L_c = 0.8P_{fair} + 0.2P_{foul} \quad (2.6)$$

**Cables.** Las pérdidas eléctricas son determinadas por el efecto Joule con la Ecuación (2.2). El nivel de pérdidas en un cable varía en función de factores tales como: la potencia transmitida, el tamaño y material del conductor, el voltaje y la longitud. Para una primera evaluación, puede ser asumido un valor de pérdidas de  $25 W/m$  (Brand et al., 2014).

**Estación convertidora.** Adicional a las pérdidas eléctricas obtenidas durante la operación normal de la estación convertidora, deben considerarse las pérdidas cuando el convertidor esta energizado pero sus válvulas están bloqueadas, en tal condición la mayoría de los aditamentos de la estación no son requeridos, sin embargo, aún es utilizada la potencia auxiliar de la estación. A estas pérdidas se les conoce como pérdidas *stand by*. En la práctica, las pérdidas *stand by* pueden ser consideradas como su equivalente a pérdidas ‘sin carga’ en las subestaciones convencionales en CA (IEEE, 1991).

- **LCC.** Las pérdidas comúnmente varían entre el 0.5 y 1% de la potencia transmitida, para cada estación (Jovcic, 2019). La división de pérdidas en una estación convertidora con tecnología LCC se muestra en la Figura 2-11

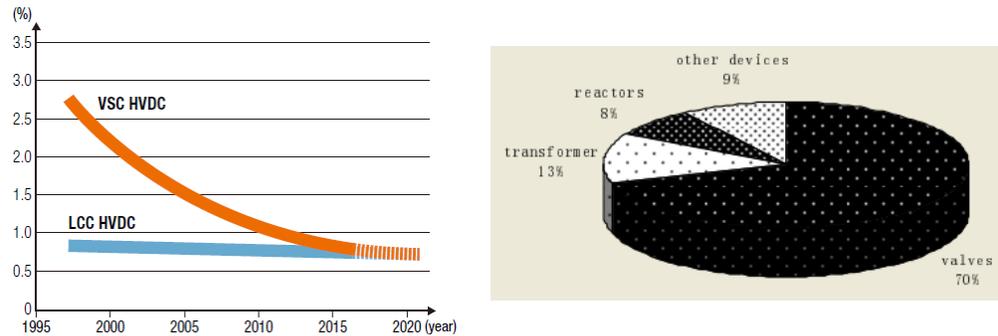
**Figura 2-11** División de pérdidas en una estación LCC



Fuente: (Jovcic, 2019)

- **VSC.** En una estación con tecnología VSC el nivel de pérdidas inicialmente era mayor a una con tecnología LCC, sin embargo, el rápido incremento y mejora en la tecnología ha disminuido estos valores a pasos exponenciales. La evolución en el decremento de los costos y la división de costos de una EC de tipo VSC se muestran en la Figura 2-12.

**Figura 2-12** Evolución de pérdidas en los convertidores (derecha) y división de pérdidas de una estación VSC (izquierda)



Fuente: (Nishioka et al., 2020; Pang et al., 2008)

**Costos de operación y mantenimiento.** Corresponden a los costos requeridos para mantener el correcto funcionamiento del sistema. Para las EC, el costo depende del grado de control remoto, automatización y condiciones de monitoreo en las estaciones (CIGRE WG 14.20, 2001), es recomendable que las rutinas de mantenimiento sean de una semana al año, sin embargo, las estaciones modernas pueden operar hasta por dos años antes de requerir mantenimiento (Rudervall et al., 2000).

Los costos de operación y mantenimiento anuales son considerados como el 0.5% del costo total de inversión cuando se trata de un sistema VSC (Gul et al., 2019). Los costos de operación y mantenimiento anuales en sistemas LCC, son considerados como el 2% del costo total de inversión (CIGRE JWG B2/B4/C1.17, 2009).

### 2.3.3 Sistema de Transmisión HVDC Nuevo

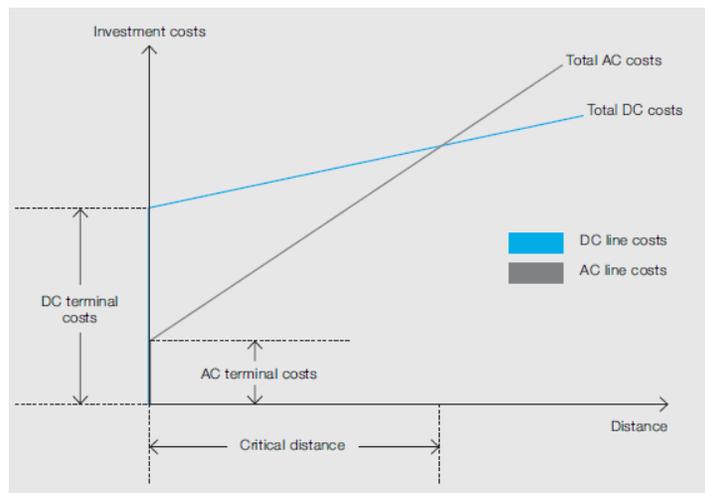
La instalación de una línea nueva o la conversión de una línea existente, siempre será costosa; y depende de los planificadores obtener una justificación basada en un análisis técnico-económico considerando una proyección de los requerimientos de carga (CIGRE WG B2.41, 2014). Consideraciones técnico-económicas de un proyecto son (Arrillaga, 1998):

- Confiabilidad y flexibilidad de operación normal del sistema y desempeño ante disturbios; consecuencias de apagado para mantenimiento y salidas forzadas.
- Capacidad máxima de carga y sobrecarga continua o temporal.
- Desarrollo del sistema de transmisión y la posibilidad de instalación por etapas.

**Break even distance.** Un sistema de transmisión HVDC, solo será una alternativa económica viable cuando la longitud del enlace sea suficiente para que el costo total resulte menor a su equivalente en Corriente Alterna. La distancia a partir de la cual esta aseveración

es válida es llamada *break-even distance* o *distancia crítica* (Kiessling et al., 2003), mostrada en la Figura 2-13.

**Figura 2-13** Break even distance



Fuente: (ABB, 2014a)

No existe un valor de break-even distance general, ya que en principio depende de factores locales donde las variaciones en los costos son resultado del avance tecnológico en los materiales, así como nuevas técnicas de manufactura y construcción (Maruvada, 2000). La experiencia obtenida durante el desarrollo de los sistemas HVDC iniciales, arrojaron valores promedio de *break even distance* de 800 km para líneas de transmisión aéreas (Kiessling et al., 2003); este valor ha ido disminuyendo hasta valores cercanos a 500 km en la actualidad. Para enlaces mediante cables subterráneos o submarinos, el valor *break even distance* se reduce a valores típicos de 25 km para cables submarinos y 50 km para cables subterráneos (Behravesch & Abbaspour, 2012).

#### 2.3.4 Cambio de un Sistema de Transmisión CA a uno HVDC

Uno de los principales problemas con los que se ha enfrentado la ingeniería, es la imposibilidad de obtener nuevos derechos de vía en los cuales sea posible instalar nuevas líneas de transmisión, esto deriva principalmente de aspectos sociales y más aún, ambientales. Ante este problema se ha optado por la conversión de líneas existentes de CA en líneas HVDC, logrando un incremento en la capacidad de transferencia adicional a las ventajas que esta conversión presenta (Larruskain et al., 2006). El proceso de conversión de infraestructura puede presentarse en las siguientes formas:

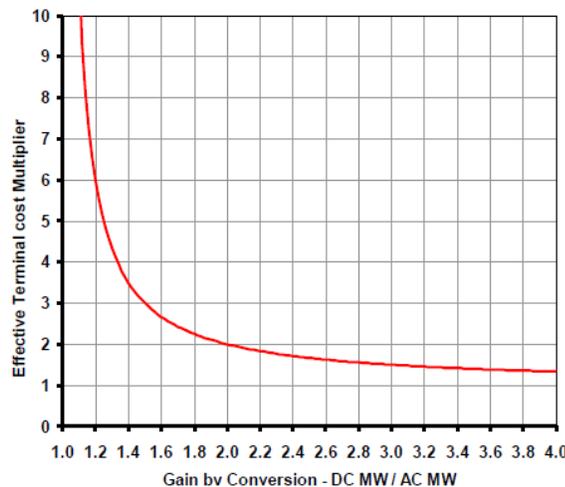
- **Línea híbrida.** Se utiliza en líneas de CA de doble circuito, en el cuál un circuito es convertido para su transmisión en CC.

- **Conversión completa.** La línea de transmisión en CA es utilizada para transmisión en CC.
- **Corredor híbrido.** Una línea CA es convertida a CC o, es instalada una nueva línea en CC. En ambos casos el derecho de vía es compartido con una línea en CA.

Diversos estudios han sido realizados para evaluar el comportamiento eléctrico y magnético en las líneas de CA y CC al erigirse sistemas híbridos, ya sea como línea híbrida (Schindler et al., 2015; Li, et al., 2018) o como corredor híbrido (Tang et al., 2006; Yang et al., 2010). Los principales problemas se originan por el acoplamiento entre las líneas (Herre et al., 2016; Sun et al., 2017), ocasionando que corrientes y tensiones de componente alterna sean inducidas en las líneas de CD y de componente directa en las líneas de CA (Romeis et al., 2015; Tang et al., 2007). Métodos para la mitigación de estos problemas pueden ser: la correcta transposición de las líneas CA, la instalación de filtros de bloqueo y la modulación y control en las EC (Hu & Bisewski, 2011; Gole et al., 1995).

A nivel técnico, es posible eliminar las barreras que pudieran intervenir en la conversión de una línea y el uso efectivo de sistemas híbridos (Kizilcay et al., 2009), debido a esto, los estudios de factibilidad han sido enfocados en el costo de estas intervenciones, donde el principal factor es el beneficio económico en el incremento de potencia Figura 2-14.

**Figura 2-14** Relación de MW incrementado en la conversión CA-CC, con el costo por MW de las terminales instaladas



Fuente: (CIGRE WG B2.41, 2014)

**Elementos de conversión.** Cualquier componente que pueda ser reutilizado parcial o completamente, reducirá los costos de conversión. Las características particulares de cada línea definirán la decisión sobre conservar o no dichos componentes, estos componentes pueden ser (CIGRE WG B2.41, 2014):

1. **Aisladores.** Es posible reutilizar los aisladores existentes cuando estos demuestran ser efectivos en el estudio de coordinación de aislamiento. Las

cadena pueden ser reemplazadas o extendidas si es necesario mejorar el aislamiento entre la cadena y la torre, o es requerido un aumento de la distancia entre polos.

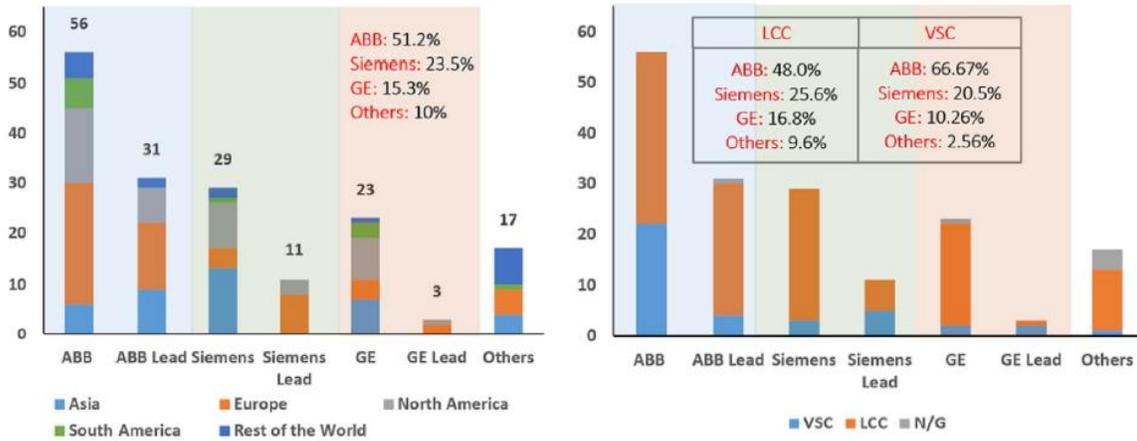
2. **Conductores.** Los conductores son uno de los elementos más caros en la instalación de una línea, por lo que presenta un mayor interés en su reutilización. Cuando su evaluación lo permite, los conductores de la línea trifásica pueden ser empleados para su transmisión en CC, con una configuración bipolo y empleando el tercer conductor como retorno metálico. Cuando la línea posee hilos de guarda con fibra óptica es necesario una evaluación adicional debido a los problemas de corrosión que ocasionan las fuentes de CC.
3. **Herrajes.** Los herrajes deben ser evaluados profundamente ya que, generalmente, las líneas candidatas a reutilización son viejas. Considerando que la nueva línea HVDC operará la mayor parte del tiempo bajo sus límites térmicos, los herrajes deben ser capaces de sostener el incremento de temperatura. Donde alguna vez los conductores y herrajes nunca operaron a temperaturas por encima 50 °C, ahora alcanzarán rutinariamente 100°C pudiendo alcanzar temperaturas de hasta 150°C.
4. **Estructuras.** Cuando son reutilizadas las estructuras, pero los conductores son nuevos o requieren un nuevo arreglo, es necesaria una evaluación mecánica para asegurar el soporte de peso y tensión mecánica que los nuevos conductores ejerzan. Se realiza también una evaluación en el deterioro debido a la corrosión ya que este ocasiona pérdida de fuerza y funcionalidad en las estructuras y en general en cualquier componente metálico de la línea.

La reducción en el costo de cada componente de la línea variará en función de la cantidad del componente que pueda ser rescatado. Se considera que el costo de ingeniería en la evaluación, inspección, rediseño y supervisión de los componentes; variará en un rango entre el 2 y 5% del costo total de instalación de una línea nueva (CIGRE WG B2.41, 2014). Una vez que la EC y la línea son instaladas, los costos operacionales son considerados tal como se describieron anteriormente.

## 2.4 Mercado de los sistemas de transmisión HVDC

El mercado global de los sistemas HVDC está gobernado principalmente por ABB, Siemens y Alstom Grid, esta última, adquirida por General Electric en 2015 (Healy & Martin, 2015). Un estudio realizado en 2019 sobre el mercado de los sistemas HVDC en el mundo, recopila la información de los proyectos HVDC realizados y comisionados hasta ese año. En la Figura 2-15 se muestra la división del mercado global HVDC entre los principales proveedores. Con inicio en 2013 y horizonte a 2020, su análisis arrojó un ingreso promedio anual que excedía los *siete bdd* con una tasa de crecimiento anual del 5.5% (Alassi et al., 2019).

**Figura 2-15** Suministradores globales de sistemas HVDC basados en: distribución geográfica (izquierda), y tipo de estación convertidora (derecha)



Nota 1. El término N/G refiere a información de la tecnología no encontrada.

Nota 2. El término “lead” refiere a que el proveedor posee la principal participación en el proyecto.

Fuente: (Alassi et al., 2019)

### 2.4.1 ABB.

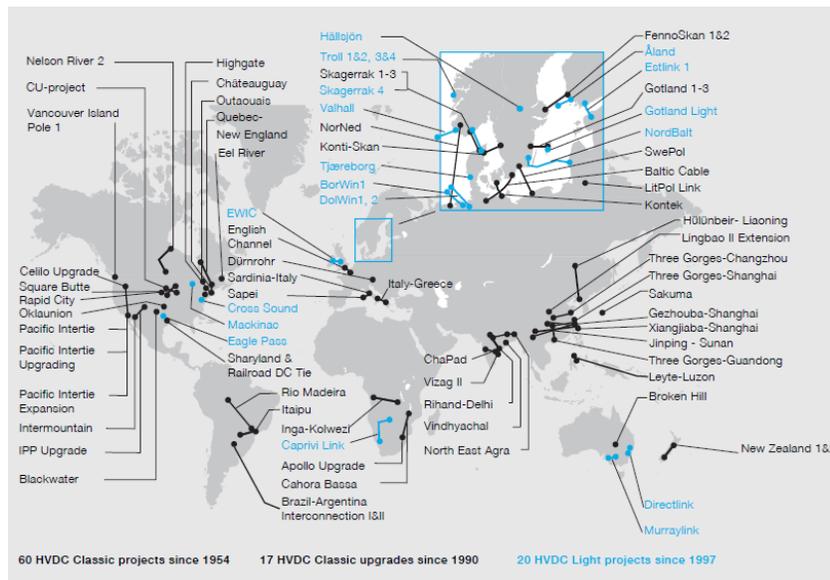
A la fecha ABB es el principal proveedor de tecnología HVDC, controlando más del 50% del mercado mundial. Es una empresa conformada en 1988 por las compañías Brown Boveri y ASEA. Siendo la compañía ASEA, quien contrato a Uno Lamm “*el padre de los sistemas HVDC*” para llevar a cabo el primer enlace comercial HVDC, otorga el mérito a ABB de ser la compañía pionera en la transmisión HVDC (ABB, 2014a).

Los dos productos principales HVDC de ABB son:

- **ABB Classic.** Convertidores con tecnología de tipo LCC, con proyectos desde 1954.
- **ABB Light.** Convertidores con tecnología de tipo VSC, con el primer proyecto en 1997.

La Figura 2-16 muestra la distribución geográfica de la presencia de ABB con sistemas HVDC en el mundo.

**Figura 2-16 Sistemas HVDC de ABB**



Fuente: (ABB, 2014a)

Aunado a lo anterior, ABB en 2012 logró una gran hazaña en el avance de los sistemas HVDC al desarrollar con éxito el primer breaker híbrido HVDC, combinando elementos mecánicos y electrónicos, lo cual permite interrumpir potencias de hasta 1GW. Este nuevo elemento permitirá superar los principales retos en el desarrollo de sistemas HVDC en gran escala, ofreciendo un futuro prometedor en los sistemas multiterminales (ABB, 2014a).

#### 2.4.2 Siemens.

Compañía tecnológica con sede principal en Alemania que se centra en las áreas de electrificación, automatización y digitalización. A finales de 2017 la compañía contaba con cerca de 372,000 empleados y presencia en casi todos los países del mundo (Siemens, 2017a). A la fecha es el principal competidor de ABB en el área de sistemas HVDC.

Los dos productos principales HVDC de Siemens son:

- **HVDC Classic.** Convertidores con tecnología de tipo LCC con proyectos desde 1975.
- **HVDC Plus.** Convertidores con tecnología de tipo VSC con proyectos desde 2010.

La Figura 2-17, muestra la distribución geográfica de la presencia de Siemens con sistemas HVDC en el mundo.

**Figura 2-17** *Sistemas HVDC de Siemens*



Fuente: (Siemens, 2017b)

La búsqueda de Siemens por ganar terreno en el mercado global, lo llevó a comenzar la manufactura de un transformador con un nivel de tensión de  $1,100\text{ kV}$  en 2016. La enorme máquina posee dimensiones de  $37.5\text{ m}$  de largo,  $12\text{ m}$  de ancho y  $14.4\text{ m}$  de alto; y fue diseñado para transmitir  $12\text{ GW}$  de potencia a una distancia récord de  $3,284\text{ km}$  (Siemens, 2018).

### 2.4.3 General Electric.

Adquirió Alstom en 2015, una empresa dedicada a la manufactura de convertidores HVDC, teniendo en conjunto proyectos comisionados desde los años 70's. HVDC MaxSine, producto principal de Alstom y ahora propiedad de General Electric, opera a base de válvulas VSC siendo una de sus principales características brindar soporte a las redes con valor SCR bajo (General Electric, 2019b).

La Figura 2-18 muestra la distribución geográfica de la presencia de General Electric con sistemas HVDC en el mundo.

**Figura 2-18** *Sistemas HVDC de General Electric*



Fuente: (General Electric, 2016)

En el desarrollo de productos HVDC, los ingenieros de General Electric, han diseñado el sistema de control HVDC *eLumina*, el sistema de control más avanzado para aplicaciones HVDC. Este sistema fue desarrollado para operar totalmente de forma digital y funciona tanto para aplicaciones LCC como para VSC (General Electric, 2019a).

#### 2.4.4 Otros.

Con la entrada de la tecnología VSC en los 90's el mercado de los sistemas HVDC se expandió considerablemente. Diversos participantes han optado por apostar al mercado HVDC, se mencionan los más relevantes.

- ◆ **C-EPRI.** Instituto fundado en 1951. En 2014 fue completamente reorganizado con la tarea de diseñar y construir una red HVDC en China, estando a cargo en más de 25 proyectos. Es subsidiario del operador de sistema de transmisión nacional en china SGCC, pero también ha buscado proyectos ambiciosos fuera del país como Brasil, en donde busca implementar sistemas de transmisión UHV (Ardelean & Minnebo, 2017).
- ◆ **Toshiba.** Empresa de manufactura en equipo eléctrico y electrónico desde 1875. Entró al mercado HVDC en 1950 con sistemas de transmisión de tipo LCC. Su proyecto más reciente es la interconexión submarina entre Italia y Montenegro en 2019 (Song, 2019).
- ◆ **Mitsubishi electric.** Entró al mercado con su producto *HVDC-Diamond* el cual opera con tecnología VSC. En 2018 anunció la entrada en operación de su instalación para la verificación de sistemas HVDC en Japón con el fin de reforzar su entrada al mercado global (Mitsubishi Electric, 2018).
- ◆ **Hitachi.** Entró al mercado HVDC en 1970 y desde entonces, ha participado en todos los proyectos en Japón a través de desarrollo tecnológico y

administración de proyectos. En 2014 se anunció una alianza con ABB para crear *Hitachi ABB HVDC Technologies* (ABB, 2014b).

- ◆ **BHEL.** Empresa de generación y transmisión de potencia en India, entró al mercado HVDC en asociación con ABB donde en conjunto han realizado dos proyectos en el país (Bharat Heavy Electricals, s/f). Actualmente la asociación se encuentra comisionado al primer enlace multiterminal de transmisión en ultra alta tensión (UHVDC) (ABB, 2019).
- ◆ **Areva.** Empresa líder en negocios de energía. En su división de transmisión y distribución la empresa puso en marcha en 2006 el producto *AREVA HVDCice* para ser instalado en la red *Hydro-Québec*, se trata de líneas de transmisión basadas en un sistema de deshielo, el cual eleva la temperatura de los conductores para derretir el hielo acumulado durante las tormentas de nieve (IEEE, 2005).
- ◆ **NKT.** Proveedor de cables y componentes ópticos. Fueron los encargados de proveer el cable submarino para el primer sistema comercial HVDC en el mundo (NKT, s/fa). En la actualidad forma parte del proyecto del enlace más largo del mundo con transmisión HVDC subterránea (NKT, s/fb).
- ◆ **Prysmian Group.** Proveedor de cables de potencia para CA y CC. En conjunto con NKT, proveerá el cable submarino para el proyecto HVDC más largo del mundo; Prysmian se encargará de cuatro de los cinco lotes de cable requerido (Flaherty, 2019).
- ◆ **Nexans.** Empresa líder mundial en la industria del cable. Es uno de los principales proveedores de cables submarinos para los proyectos HVDC. En 2010 completó con éxito las primeras pruebas del primer sistema superconductor de transmisión de energía HVDC en el mundo (Nexans, 2010).

## 2.5 Conclusiones del capítulo

El propósito de este capítulo fue realizar una investigación y recopilación de las principales características de los sistemas HVDC. Se muestran los dos principales tipos de conversión empleados, así como las diferencias entre estos; también se describen los esquemas y configuraciones de los sistemas de transmisión HVDC.

Se ha hecho una recopilación de los costos implicados de un sistema HVDC, en los cuales, considerando la tecnología, está en constante mejora y los nuevos sistemas VSC son recientes dentro del mercado, así se observa como la variación de los precios es considerable entre una fuente de consulta y otra. Debido a los diversos cambios que ha sufrido el mercado de los sistemas HVDC, junto con la poca disponibilidad de información, los costos recopilados deben ser considerados meramente con fines referenciales manteniendo en mente que es necesaria una evaluación directamente con los fabricantes para cada proyecto en específico.

De forma enunciativa, se han destacado los principales participantes en el mercado de sistemas HVDC. Es pertinente mantener en mente que el mercado de los sistemas crece cada vez más debido a la demanda incremental.

---

## Capítulo 3

# Expansión de las líneas HVDC en el mundo.

---

Los inicios de la transmisión eléctrica en Corriente Continua fueron marcados por René Thury (1860 – 1938), con la implementación del *sistema de Thury* en 1889, conformada por generadores de Corriente Continua conectados en serie para lograr la alta tensión requerida para la transmisión en la terminal emisora, y motores CC conectados en serie en el lado receptor. Pese a considerarse un sistema innovador cuya expansión se desarrolló a lo largo del continente europeo, la configuración del sistema provocaba un excesivo mantenimiento a los equipos y grandes pérdidas eléctricas por lo cual fue discontinuado.

Los sistemas de transmisión HVDC, tal como se conocen actualmente, comenzaron con los descubrimientos de Uno Lamm. Con la implementación del primer enlace HVDC, en el mundo con carácter comercial en 1954, se marca el comienzo de la historia de los sistemas HVDC, desde entonces han sido desarrollados sistemas que a lo largo de la historia han desafiado los alcances tecnológicos con cada vez mayores innovaciones en el campo.

Este capítulo se divide en tres apartados. El primero realiza una recopilación en la literatura de los sistemas más sobresalientes que han surgido a lo largo de la historia. En el segundo apartado se exponen las principales ventajas y obstáculos que ha conllevado la expansión de los sistemas de transmisión HVDC en forma general y de forma particular, para algunos proyectos puntuales. En el tercer y último apartado se presenta una revisión sobre el futuro previsible para los sistemas HVDC con énfasis en aquellos basados en convertidores VSC.

### 3.1 Principales Proyectos Instalados

Desde sus inicios, las proezas más importantes que se han desarrollado en el campo de los sistemas HVDC son presentadas a continuación:

**Gotland.** Es el primer enlace comercial HVDC construido en el mundo. Fue puesto en servicio en 1954 para proveer a la isla de Gotland de un respaldo en generación, eligiendo un sistema HVDC debido a la considerable longitud que cruzaba el mar (ABB, 2013a). El diseño inicial podía transferir a 20 MW y 100 kV una distancia de 98 km por medio de cables submarinos. En 1970 este mismo enlace fue adaptado para la instalación de las primeras válvulas de tiristores en serie con las de arco de mercurio, ampliando sus niveles eléctricos a 30 MW y 150 kV (ABB, 2014a).

En 1983 entró en operación *Gotland 2*, un segundo cable con tecnología LCC de 130 MW, operando a 150 kV, con una longitud de 92.9 km de cable submarino y 6.6 km de conductores aéreos. El incremento de la demanda llevo a la decisión de instalar un tercer enlace en 1985, conformando un bipolo con el enlace *Gotland 2*. Finalmente, un año después fue dado de baja la operación del enlace original para mantener al sistema con una capacidad total de 260 MW (Kim et al., 2009).

**Isla de Vancouver.** Se trata de un enlace que une la isla de Vancouver con Canadá, puesto en servicio en 1968. Consiste en 42 km de cable submarino y 33 km de conductores aéreos con valores de 312 MW y 260 kV. El proyecto fue realizado con válvulas de arco de mercurio a cargo de ASEA como principal contratista. En 1977 el sistema fue actualizado con válvulas de tiristores y posteriormente fue reemplazado por un sistema de transmisión en CA (Peake, 2010). Al momento de su instalación, este fue el primer esquema en el cual un enlace HVDC operaba en paralelo con un enlace en CA (Kimbark, 1971).

**Pacific Intertie.** Puesto en servicio en 1970, el sistema fue diseñado como un enlace bipolar de conductores aéreos con una distancia de 1362 km desde el Noroeste del pacífico hacia Los Ángeles. Comisionado por ABB en conjunto con General Electric, su diseño inicial constaba de válvulas de arco de mercurio conectadas en serie alcanzando niveles de 1440 MW y 400 kV, lo cual hizo de este, el sistema más grande construido con esta tecnología (ABB, 2013b). Con el desarrollo de los tiristores, este enlace fue modificado para elevar su tensión a 500 kV e incrementar su potencia paulatinamente, de tal modo que en 2004 alcanzó una potencia de 3100 MW (Kim et al., 2009).

**Kingsnorth-Willesden.** Con entrada en servicio en 1972 en Londres Inglaterra, este enlace es el último sistema HVDC construido con válvulas de arco de mercurio y el primero en ser construido completamente con cables subterráneos. Consistía en un enlace bipolar constituido por tres cables subterráneos, dos polos y un neutro. El sistema de 266 kV y 640 MW enlazaba la estación Kingsnorth con la estación en Beddington, separadas a una distancia de 59 km, el cable con polaridad negativa y el neutro continuaban en esquema monopolo por 26 km más hasta la estación Willesden (Calverley et al., 1968). Las válvulas de mercurio fueron reemplazadas por un prototipo de válvulas de tiristores en 1981, sin embargo, el sistema nunca fue actualizado completamente y fue deshabilitado en 1987 (CIGRE JWG C4/B4/C1-604, 2013).

**Eel River.** Instalado en Canadá con entrada en servicio en el año 1972, fue construido completamente con válvulas de tiristores y constituye el primer sistema HVDC de tipo LCC en el mundo. El sistema a cargo de General Electric, fue diseñado con un esquema back to

back para establecer una conexión asíncrona de los sistemas de Quebec y New Brunswick con una potencia total de 320 MW y 230 kV (Kim et al., 2009).

**Cahora Bassa- Apollo.** El sistema consta de la estación Congo en Mozambique cerca de la planta hidroeléctrica Cahora Bassa, y la estación Apollo en Sudáfrica, ambas estaciones se conectan mediante dos monopolos paralelos con conductores aéreos. Fue puesto en servicio en 1977 a cargo de ABB empleando tecnología LCC, con 1920 MW y 533 kV le permitió transmitir a una longitud de 1420 km siendo, en su tiempo, el sistema con conductores aéreos más largo del mundo y el primer sistema en transmitir a un valor por encima de los 500 kV. Fue renovada en 2008 para incrementar su nivel de potencia y reforzar las estaciones (ABB, 2015a).

**Skagerrak.** Fue puesto en servicio en 1977 con una conexión bipolar entre Tjele, Dinamarca y Kristiansand, Noruega. Con una potencia total de 500 MW y 250 kV el enlace logro transmitir por 113 km de conductores aéreos y 127 km de cables; lo cual lo convirtió, en ese entonces, en el cable submarino operando con tecnología LCC con mayor longitud en el mundo. El sistema HVDC permitió el intercambio de la energía térmica, eólica e hidráulica entre ambos países y fue elegido debido a las limitaciones físicas que la transmisión submarina en CA posee (Kim et al., 2009). En 1993 el sistema fue modificado con la adición de un tercer cable y en 2014 fue agregado uno más esta vez con tecnología VSC. El enlace inicial regresó a su configuración de bipolo original y el tercer enlace se emparejo con el cuarto para formar un bipolo híbrido LCC-VSC (Andersson & Hyttinen, 2015).

**Itaipu.** Con fecha de entrada de construcción en 1984, fue durante más de 20 años el sistema de transmisión HVDC más grande del mundo, teniendo una tensión de 600 kV con 6300 MW, es considerado uno de los sistemas con mayor relevancia a la fecha (Rudervall et al., 2000). Fue diseñado para transmitir la potencia generada en la planta hidroeléctrica Itaipu a la red de Sao Paulo en el centro industrial de Brasil, con dos bipolos aéreos cada uno de 785 y 805 km. La elección de los sistemas HVDC fue elegida para permitir la transferencia entre el sistema de 50 Hz de Paraguay y 60 Hz de Brasil (Praça et al., 1996).

**Quebec- Nueva Inglaterra.** Este enlace conforma el primer sistema HVDC con esquema multiterminal en el mundo. Con enlaces entre Canadá y Estados Unidos, el diseño original, puesto en servicio en 1986, contempló un enlace bipolar de 172 km entre las estaciones Des Cantons y Comerford creado para realizar una conexión asíncrona. Posteriormente la línea fue extendida en 1992 hacia la planta hidroeléctrica Radisson en Quebec y la estación Sandy Pond en el sur de Massachusetts. Entre las dos estaciones convertidoras fue instalada una más en Nicolet en el año 1992, las estaciones originales fueron discontinuadas quedando un sistema 3 – MTDC (CIGRE WG 14.20, 2001). El proyecto llevado a cabo por ABB, anunció en 2013 una actualización del sistema que completó en 2016, en el cual reemplazó tanto la infraestructura del sistema como el software de control, con lo cual aseguró un continuo y altamente controlable suministro de potencia (ABB, 2016).

**Gotland HVDC Light.** Con entrada en servicio en el año 1999 en la isla de Gotland, este sistema es el primer enlace comercial con tecnología VSC. Es sucesor del proyecto de

pruebas exitosas Hellsjön-Grängesberg, enlace con fines experimentales instalado en Suecia. El enlace Gotland HVDC Light fue diseñado con una configuración bipolar de cables subterráneos para transmitir por 72 km a una potencia de 50 MW y 80 kV desde el sur de la isla hasta una región cercana a la estación LCC existente en la isla, fue llevado a cabo por ABB con su nuevo producto *HVDC Light*. El propósito del enlace fue el de evacuar la nueva generación eléctrica proveniente de granjas eólicas que habían sido instaladas al sur de la isla (Byggeth et al., 2000).

**Kii Channel.** Es a la fecha el enlace de cables submarinos con mayor capacidad en el mundo. Fue puesto en servicio en el año 2000 para la interconexión entre la isla Honsyu y la isla Shikoku, ambas en Japón. El propósito del enlace es el de transmitir la potencia generada por plantas carboeléctricas localizadas en la isla Shikoku (CIGRE JWG C4/B4/C1-604, 2013). El sistema es un bipolo con retorno metálico de 50 km de cable submarino y 50.9 km de conductores aéreos, teniendo en su primera fase valores de 1400 MW y 250 kV, con una actualización de 2800 MW y 500 kV. Al momento de su inauguración, fue el primer sistema HVDC en utilizar estaciones aisladas en gas (Ardelean & Minnebo, 2015).

**Murraylink.** El sistema de transmisión conecta Riverland en el sur de Australia con Sunraysia en Victoria mediante un enlace bipolo de 176 km con 220 MW y 150 kV. Entró en servicio en 2002 y es a la fecha el enlace con cables subterráneos de mayor longitud en el mundo. Debido a que el cable conecta dos redes CA débiles, el enlace no hubiera sido posible con la tecnología convencional HVDC, por lo cual fueron elegidas las válvulas IGBT para formar un sistema VSC. El proveedor del proyecto fue ABB con su producto *HVDC Light* (ABB, 2004). En 2018 ABB de nueva cuenta ganó la licitación para actualizar los sistemas de control y protección del enlace (ABB, 2018).

**Caprivi Link.** Se trata de un sistema monopolo con polaridad negativa que conecta las redes eléctricas de Namibia y Zambia en África a través de 950 km de línea aérea. Puesto en servicio en 2010 con 300 MW y 350 kV, es el primer sistema VSC en el mundo en operar con líneas aéreas (ABB, 2009). El sistema HVDC conecta dos redes de CA muy débiles, por lo cual el proyecto fue realizado para evitar que la salida de líneas críticas de las redes pudiera encaminar a eventuales apagones (CIGRE JWG C4/B4/C1-604, 2013).

**Yunnan - Guangdong.** Con una tensión de 800 kV es el primer enlace comercial en el mundo en Ultra Alta Tensión en Corriente Continua (UHVDC). El proyecto posee una tensión de 300 kV por encima de los proyectos existentes en ese entonces, representando un aumento del 60%. Comenzó su operación en 2010 y transmite a una potencia de 5000 MW con una distancia de 1418 km entre Chuxiong en Yunnan y la costa sur de Guangdong en China. El enlace fue diseñado para transportar la energía proveniente de las enormes plantas hidroeléctricas en el suroeste de China hacia las grandes áreas urbanas en el sureste y este del país (Zhang et al., 2008).

**NorNed.** Con 580 km, 700 MW y 450 kV conectando Noruega con Holanda, es a la fecha el sistema HVDC de cables submarinos más largo del mundo. Fue puesto en operación en 2008 a cargo de ABB y se trata del primer enlace de potencia directo entre Noruega y el continente europeo. La función del enlace monopolo es regular el mercado entre ambas

regiones, y proveer de un incremento en la seguridad de suministro y soporte en el futuro desarrollo de las plantas eólicas (Skog et al. 2006).

**SAPEI.** Puesto en servicio en 2011, con 1620 m bajo el nivel del mar, es a la fecha el sistema de transmisión HVDC con mayor profundidad en el mundo. Consiste en un bipolo LCC de 440 km de largo y valores de 1,000 MW y 500 kV, compartiendo el electrodo con el enlace HVDC SACOI gracias a su paralelismo. Para la ruta de 150 km que presenta la parte más profunda del enlace, fue instalado un cable especial de Aluminio siendo la primera vez que se usa este material en la historia de los cables de transmisión (Rendina et al., 2012). La mayoría de los sistemas de transmisión con cables submarinos están colocados en profundidades menores a los 500 m, los únicos tres cables que han superado esta profundidad son Italy- Greec con 1000 m, Cometa 1485 m y SAPEI (Ardelean & Minnebo 2015).

**Changji-Guquan.** Con inicio de construcción en 2016, este enlace ha batido diversos récords mundiales, estableciendo nuevos paradigmas para el futuro de la transmisión de potencia sustentable. Se trata del primer sistema UHVDC con una tensión de 1100 kV, lo cual le atribuye el título al sistema en Corriente Continua con mayor tensión eléctrica en el mundo, el sistema con mayor potencia en el mundo al ser capaz de transmitir a 12,000 MW y el sistema de transmisión más largo del mundo con 3,293 km de conductores aéreos. Operando a su capacidad nominal, este enlace estará disponible para alimentar ocho líneas de 500 kV y dos líneas de 1000 kV en la red de CA. El sistema fue construido para enlazar la región de Xinjiang en el Noreste de China con la provincia Anhui al Oriente del país, teniendo a Hitachi y ABB como principales proveedores (ABB, 2017).

## 3.2 ¿Qué ha justificado a los sistemas HVDC?

A lo largo de los años, la industria de potencia eléctrica se jactaba de ser un sector maduro sin mucha innovación, pero en las últimas décadas, esto cambió drásticamente con rápidos procesos de desarrollo ante el interés general de obtener energía eléctrica limpia y barata, manteniendo al mismo tiempo la seguridad de suministro eléctrico (Herterem, 2016). Muchos de los sistemas que implementan la transmisión HVDC, son elegidos por alguna de sus cualidades en específico, sin embargo, el valor agregado que representa su uso los ha llevado a su justificación en el proyecto entero.

### 3.2.1 Factores Económicos

Con frecuencia, resulta ser la razón que conlleva al uso de sistemas HVDC. Una vez que el valor *break even distance* es sobrepasado, el proyecto será preferible por sobre la opción en CA. En esquemas back to back donde no se incluyen líneas de transmisión, el factor económico se observa por otras cualidades como el desempeño en la operación asíncrona del sistema.

**Sistema HVDC Cross Channel.** Línea de transmisión puesta en operación en 1986 para unir Francia con el Reino Unido. La justificación económica en favor del enlace fue principalmente ganar capacidad de reserva por ambas partes. Cada país podía diferir 1500 MW de generación pico, recibiendo este nivel de reserva al otro lado del enlace. El costo de inversión total de 700 millones de libras (400 para Francia y 300 para Inglaterra) del enlace, fue menor que instalar la infraestructura de generación requerida. Desde su instalación, la disponibilidad del enlace ha permitido intercambios que exceden los 16 TWh al año. Los comercios de energía que se tienen mediante el enlace amortizan la inversión cada 2.5 años (CIGRE WG 14.20, 2001).

**Sistema Eel River.** Fue construido para proveer al sistema Hydro-Quebec de una interconexión de potencia al este de Norteamérica lo cual le permitió exportar el exceso de energía generada por la planta hidroeléctrica en las cascadas Churchill. El proyecto fue tomado cuando un estudio de planificación por New Brunswick mostró ser más beneficioso la compra de energía de Hydro Quebec, contra la alternativa de instalar una pequeña planta de generación (Patterson, 1977).

**Sistema HVDC Quebec-Nueva Inglaterra.** Provee un ejemplo del desempeño de los esquemas back to back con la función de “cortafuegos” contra las salidas en cascada. En agosto de 2003, en la red eléctrica de FirstEnergy en Ohio, se desencadenó una salida en cascada después de no ser detectada una falla eléctrica en una línea de transmisión, expandiéndose alrededor de Ontario y Nueva York para ser detenida finalmente en la interfaz back to back. La salida en cascada provocó lo que hasta la fecha ha sido el mayor apagón de la historia en USA, en la cual fue interrumpida una carga de 63 GW con la salida de 400 líneas de transmisión, 531 generadores y 261 plantas eléctricas afectando aproximadamente a 50 millones de personas (Andersson et al., 2005). El ahorro económico puede evaluarse con el costo de pérdidas totales de entre 4.5 y 8.2 bdd contra los 0 \$US perdidos en el lado de Quebec donde el desempeño del sistema HVDC interrumpió efectivamente la salida en cascada (Anderson & Geckil, 2003).

**Sistema HVDC Neptuno RTS.** El monopolio de tipo LCC con 660MW y 500 kV, que une New Jersey con Long Island (Stern et al., 2008), es un ejemplo más de la función cortafuegos. Durante su operación de prueba en 2007, el enlace demostró su capacidad de prevención en el apagón que afectó a 380000 personas ocurrido en NY en Junio 27 de ese año. De no ser por el gran desempeño del enlace Neptuno, el apagón se habría extendido hacia Long Island afectando a un total de 700 mil hogares (Retzmann & Uecker, 2007).

### 3.2.2 Integración de Sistemas

La integración de los sistemas de potencia es una actividad común para el fortalecimiento e incremento en la resiliencia de estos, permite el acceso a más fuentes de energía e incrementa los caminos disponibles entre la generación y la carga, lo cual provee de un aumento en la confiabilidad y seguridad de suministro eléctrico. El uso de sistemas

HVDC en algunos mecanismos de flexibilidad, facilita o permite la integración entre sistemas de CA (Palma et al., 2019).

El interconectar sistemas mediante enlaces HVDC, crea una ventaja técnica/económica en la capacidad de reserva. Si un sistema sufre un disturbio, puede obtener la reserva de energía necesaria de otro sistema al cuál esté conectado, esto puede retrasar o incluso eliminar la necesidad de instalar nueva generación como mecanismo de capacidad (ABB, 2013a).

**India.** El país está dividido en cinco redes eléctricas regionales y cada región se gobierna por su disponibilidad de fuentes naturales, tales como el gas, carbón y la potencia hidráulica. Aunque se buscó una autosuficiencia en cada región, hubo una tendencia hacia crear enlaces interregionales para crear beneficios en el intercambio de energía entre regiones con excedentes hacia aquellas con déficit, suministrando balance entre generación y carga, ahorro en combustibles, reducciones en la capacidad de reserva y soporte de emergencia entre todas las regiones. Para lograr el mejor control en el intercambio de potencia entre las regiones y mejorar el desempeño de la red, la mejor opción de interconexión entre dos regiones aledañas fue mediante enlaces asíncronos mediante sistemas HVDC con esquemas back to back (CIGRE WG 14.20, 2001).

Los sistemas HVDC proveen de un suministro a cargas remotas o difícilmente accesibles gracias a sus cualidades y desempeño en la transmisión. Como un doble propósito de la infraestructura de los enlaces, junto con la línea de transmisión, pueden instalarse cables de fibra óptica para mejorar la calidad de vida de la población en la zona remota (ABB, 2013a).

El primer sistema comercial HVDC, Gotland y el más reciente proyecto Gotland HVDC Light, fueron diseñados con el propósito de proveer de energía eléctrica a la carga remota en la isla. Los principales enlaces en China y Brasil también fueron diseñados para hacer uso de esta ventaja.

### **3.2.3 Factores Medioambientales**

Los sistemas HVDC han sido implementados en proyectos en los cuales se busca el mínimo impacto ambiental. Los enlaces pueden eliminar las emisiones de gases de la generación local al proveer un suministro desde fuentes de energía ambientalmente amigables, además de requerir un menor deterioro ecológico en líneas aéreas - tala de árboles, destrucción o recolocación de hábitats, impacto visual- que su homólogo en CA y un ínfimo deterioro cuando se contemplan cables.

**Sistema HVDC Yunnan-Guangdou.** El proyecto fue diseñado para transportar la energía hidroeléctrica generada en Yunnan, por lo cual el enlace evitará emisiones de CO<sub>2</sub> de más de 30 millones de toneladas al año correspondientes a los gases que pudieron ser

producidos por plantas fósiles construidas para proveer electricidad en la red de Guangdong (Retzmann & Uecker, 2007).

**Sistema HVDC Direct Link.** Se trata de una línea de transmisión que transporta un total de 180 MW en 84 kV formada de tres bipolos de 59 km entre Mullumbimby y Bungalora en Australia. Puesto en servicio en el año 2000, ha sido implementado con cables subterráneos específicamente por razones de bajo impacto ambiental (Kim et al., 2009).

**Sistema HVDC Murraylink.** El enlace fue considerado inicialmente con una opción en CA, pese a esto, las estrictas regulaciones ambientales y la considerable oposición de la comunidad fueron factores que condujeron a abandonar esta opción. El uso de cables de bajo peso que podían ser directamente enterrados y el empleo de derechos de vía existentes, condujo a un sistema HVDC con cables subterráneos como la mejor y única opción (CIGRE JWG C4/B4/C1-604, 2013). El obtener el mínimo impacto con la instalación de los cables y el resembrado de la ruta del cable después de su colocación, le atribuyo al proyecto en 2002 el premio Case EARTH Award for Environmental Excellence, y en 2003 el premio Engineering South Australia (ABB, 2004).

### 3.2.4 Mercado eléctrico

Los sistemas HVDC, son una gran herramienta entre los mercados de energía al utilizarse para la expansión del comercio, proveer un apoyo en el balance del precio de la electricidad y permitir un mercado eléctrico más seguro, transparente y competitivo (ABB, 2013a).

La tecnología VSC permite ofrecer en el mercado productos de servicios ancilares como suministro de potencia reactiva y control de tensión, además de facilitar el desarrollo de mecanismos de capacidad. Por otro lado, la habilidad de poseer un rápido y preciso control en el flujo de potencia ha facilitado y mejorado el comercio de energía eléctrica. Proyectos como Murraylink y DirectLink fueron diseñados para facilitar las operaciones del mercado eléctrico (Eriksson, 2002; CIGRE JWG C4/B4/C1-604, 2013).

**Sistema HVDC SAPEI.** El enlace fue diseñado para establecer un acceso a los usuarios entre los mercados de energía de Sardinia e Italia, aprovechando las fuentes renovables disponibles en Sardinia. Con el enlace fueron obtenidos beneficios adicionales como una minimización de pérdidas de transmisión y una reducción de emisiones CO2 (Rendina et al., 2012).

**Sistema HVDC Garabi.** El 5 de mayo del año 1998, el ministro brasileño en conjunto con el gobierno de Argentina, firmó un acuerdo de 20 años para la importación de 1000 MW de capacidad firme en el suministro de energía a Brasil desde el mercado eléctrico mayorista de Argentina. El proyecto llevado a cabo consistió en la instalación de un sistema con esquema back to back de 1100 MW y 70 kV que interconectó la red eléctrica de Brasil de

60 *hz* con la red de Argentina de 50 *hz*. El sistema estableció un comercio de energía secundaria entre ambos países (Rudervall et al., 2000).

Los esquemas back to back son la mejor solución técnica para la interconexión de mercados de energía eléctrica asíncronos o incompatibles, la controlabilidad del flujo de potencia hace posible que un sistema de transmisión HVDC pueda ser operado como una instalación de transmisión comercial en mercados desregulados, obteniendo beneficios económico-sociales como la reducción en los pagos del consumidor, incremento en el beneficio neto de la generación e incremento en la renta de transmisión. El flujo en el sistema, puede ser programado con acuerdos de contratos o bajo condiciones del mercado, tales como el precio marginal local y las congestiones en la transmisión. Se obtuvo un beneficio anual de 26.28 *mdd* al evaluar un sistema HVDC propuesto para instalarse en USA en el área de control del NYISO mediante una simulación del enlace como una instalación de transmisión comercial. El sistema HVDC resultó ser una mejor alternativa frente al beneficio anual de 10.18 *mdd* que ofrecía la alternativa en CA (Wang et al., 2008).

**Sistema HVDC Neptuno RTS.** El enlace de transmisión es un ejemplo de proyecto de transmisión comercial. El sistema realiza una conexión entre la red de New Jersey coordinada por la Organización de Transmisión Regional y la red de Long Island coordinada por el Operador de Sistema Independiente de Nueva York (Wang et al., 2008).

### 3.2.5 *Sistemas Multiterminales*

Cuando se crea una necesidad de transmitir la potencia desde una locación de generación remota cruzando diferentes áreas dentro de un país o incluso diferentes países, puede ser económicamente y a menudo políticamente necesario ofrecer una conexión a los participantes localizados en las áreas atravesadas (Kim et al., 2009).

Los sistemas Multiterminales en corriente continua (MTDC, por sus siglas en inglés), son una solución factible como derivación en una línea de transmisión, siempre que la evaluación económica permita la instalación de las EC. Los sistemas MTDC pueden ser implementados tanto con tecnología LCC como VSC, sin embargo, la tecnología VSC ha sobresalido en su uso debido al buen funcionamiento ante el incremento en la complejidad del control maestro y la necesidad de una rápida comunicación entre las terminales (Buigues et al., 2017). Los Sistemas MTDC existentes en el mundo se muestran en la Tabla 3.1.

**Tabla 3.1** Sistemas MTDC en el mundo

Nombre	País(es)	Año	Tipo	Terminales
Quebec – New England	USA –Canadá	1986-1992	LCC	3
SACOI	Cerdeña-Córsega-Italia	1967-1988	LCC	3
North East AGRA	India	2016	LCC	4
Nanao Island	China	2013	VSC	4
Zhoushan	China	2014-2016-?	VSC	5
Zhanghei	China	2018-2021	VSC	4-6
Atlantic Wind Connection	USA	2021	VSC	3

Fuente: con información de (Buigues et al., 2017)

Una de las principales justificaciones por la cual se contempla un sistema HVDC es la posibilidad de implementar un esquema MTDC en posteriores fases del proyecto, siendo este la unidad básica de una red HVDC. Debido al naciente desarrollo de los convertidores con válvulas IGBT y a su baja capacidad en ese entonces, los sistemas VSC habían sido limitados a implementarse en una fracción pequeña de proyectos en el mundo, sin embargo, sus cualidades y el enorme crecimiento tecnológico han hecho de los sistemas VSC la obvia y única opción para el desarrollo de redes HVDC (Buigues et al., 2017).

### 3.3 ¿Qué obstáculos han enfrentado?

Aunque hoy en día los sistemas HVDC son bien recibidos y han sido ya implementados en la mayor parte del mundo, han tenido que sobrepasar diversas barreras a lo largo de su trayectoria. Si bien muchos de estos contratiempos pudieron haberse presentado tanto en CA como CC, es de destacar que la opción HVDC significó un gran soporte para la adecuada resolución de dichos contratiempos.

#### 3.3.1 Factores políticos

A lo largo de la historia, grandes proyectos HVDC han sido afectados por cuestiones políticas, ya sea de forma directa cuando el proyecto se encuentra en fase de planeación o indirectamente cuando la instalación es alcanzada por luchas políticas.

**Alemania.** En 1941, fue establecido el primer contrato para un sistema HVDC comercial, por el cual se suministrarían 60 MW a la ciudad de Berlín desde una planta eléctrica en el río Elbe. Debido a la presencia de la segunda guerra mundial, el gobierno buscó proteger la línea de transmisión de los bombarderos utilizando cables subterráneos. El proyecto fue culminado en 1945 y pese a que el sistema estuvo listo para entrar en operación, con la derrota del gobierno alemán, fue desmantelado por autoridades rusas como parte de los pagos de reparación por la guerra (Worzyk, 2007).

En 1980 se presenta un caso adicional, cuando se planificó un sistema back to back para enlazar los sistemas asíncronos entre el Este y Oeste, sin embargo, la unificación del país en 1990 requirió que la frecuencia de la CA fuera igualada entre ambos sistemas ocasionando que el enlace ya no fuera requerido por lo cual fue cancelado (CIGRE WG 14.20, 2001).

**Europa.** En 1996 se desarrolló una iniciativa política para integrar los sistemas eléctricos de Polonia, República Checa, Eslovaquia y Hungría con el sistema de Europa Occidental. Fue necesario establecer estándares operacionales comunes en el control de frecuencia lo cual fue preferido a la alternativa de mantener el flujo de potencia mediante enlaces HVDC, cancelando el proyecto de los tres enlaces back to back contemplados (CIGRE WG 14.20, 2001).

**Sistema HVDC Cahora Bassa.** Debido a luchas militares y políticas que desataron una guerra civil en Mozambique (1975 – 1993), las instalaciones del enlace fueron fuertemente saboteadas e imposibilitadas para poder transmitir, fue necesaria una rehabilitación a las líneas y los convertidores para poder regresar el enlace a servicio en 1998 (CIGRE WG 14.20, 2001).

### **3.3.2 Factores Medioambientales**

Los sistemas HVDC nuevos, exigen la creación de rutas por las cuales las líneas de transmisión aéreas puedan ser erigidas. Aun necesitando un uso menor del derecho de vía que su homólogo en CA, en muchas ocasiones las restricciones medioambientales han requerido el uso de cables para poder llevar a cabo el proyecto.

Las objeciones en líneas de transmisión aéreas por aspectos como el impacto visual, el ruido audible y los efectos originados por campos EM, además del impacto en la vegetación y fauna han resultado en retrasos e incluso cancelaciones de los proyectos.

Las objeciones a líneas aéreas encaminaron a la decisión de emplear cables subterráneos en las porciones de terreno del proyecto KONTEK y provocaron prolongados retrasos a la interconexión Italy-Greece. Tales objeciones pueden afectar conexiones CA involucradas y refuerzos del sistema, así como a los propios sistemas HVDC (Kim et al., 2009).

**Países bajos.** En 1970 se deliberó en el país que un sistema eléctrico basado en cables era la respuesta para los diversos problemas ambientales, lo cual condujo a que las redes en baja y media tensión, se instalaran completamente de forma subterránea y los proyectos de transmisión HVDC sean diseñados empleando únicamente cables (Cole et al., 2007).

Cuando el proyecto es aprobado e instalado ya sea por cables o conductores aéreos, los sistemas HVDC al igual que muchas otras instalaciones en el mundo, están sujetos a los cambios climáticos y efectos de la naturaleza.

**Sistema HVDC Pacific Intertie.** El sistema de transmisión fue puesto en servicio en 1970 pero dos años después el terremoto San Fernando destruyó una de las estaciones convertidoras. El daño causado provocó que la estación Sylmar tuviera que ser reconstruida para que, en 1973, volviera a ser puesta en servicio (Kim et al., 2009).

**Sistema HVDC Cahora Bassa.** La línea de transmisión opera con una conexión bipolo, sin embargo, debido a que la ruta de los conductores recorre terreno inaccesible, fue construida en su mayor parte como líneas monopolo separadas 1 km (Kim et al., 2009).

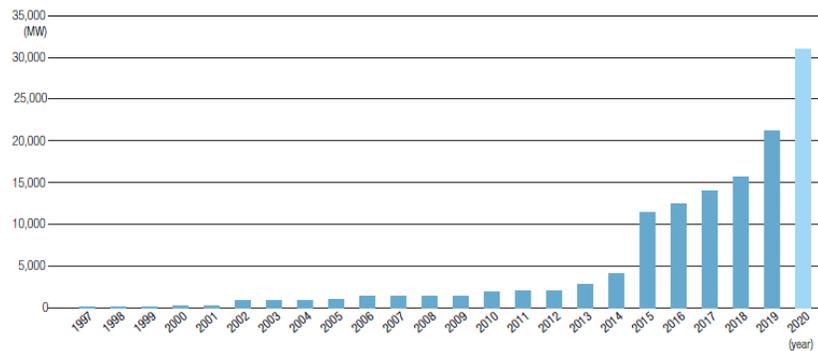
### 3.4 El futuro de los sistemas HVDC

Los sistemas HVDC modernos combinan la experiencia adquirida, a lo largo de la historia de la industria eléctrica en CA y las primeras instalaciones en CC, con el desarrollo de las nuevas tecnologías en materiales, diseño, construcción y manufactura. Los nuevos proyectos instalados han mostrado ser un firme apoyo para atender las necesidades que la sociedad moderna necesita, por lo cual se ha convertido en una tecnología ya establecida cuyo futuro anuncia un gran incremento y expansión alrededor de todo el mundo, siendo la alternativa de preferencia para muchos grandes proyectos de transmisión.

Aunque para 2013 los esquemas HVDC representaban alrededor del 2% en la transmisión total en todo el mundo, su expansión ha presentado importantes incrementos (CIGRE WG B4.52, 2013). Entre 2020 y 2025 se espera que el mercado global HVDC tenga una tasa de crecimiento anual compuesta cercana al 11%, esto es tres veces mayor que el crecimiento global del PIB (Nishioka et al., 2020).

De entre las grandes facilidades que ha tenido la transmisión HVDC para establecerse en el mundo, un factor que ha impulsado su expansión ha sido el desarrollo en materia de los sistemas VSC, los convertidores de este tipo han logrado plasmar dos ideales que durante mucho tiempo fueron concebibles solo en la mente humana: lograr exitosamente la penetración de las energías renovables para reducir la huella de carbono a nivel global y la creación de redes que conecten países y/o continentes. Gracias a esto, el crecimiento de los sistemas VSC muestra tendencias hacia alcanzar 30 GW de capacidad acumulada en 2020 y un agregado más de 35 GW de nueva capacidad entre 2020 y 2028, tal como se muestra en la Figura 3-1.

**Figura 3-1** Incremento en la capacidad de sistemas VSC



Fuente: (Nishioka et al., 2020)

### 3.4.1 Energías renovables

Una reducción en disponibilidad, junto con un incremento en el precio de los combustibles fósiles y las preocupaciones humanas por generar un bajo impacto ecológico, han repercutido en buscar cada vez mejores formas de incorporar fuentes de energía renovable. El aprovechamiento de fuentes energéticas sostenibles y renovables, es un reto tecnológico enfocado más en la transmisión que para la generación; esto hace que, para obtener un máximo beneficio, tanto técnico como económico, la elección de la tecnología de transmisión sea de importancia decisiva (Heyman, et al., 2010).

Los sistemas HVDC ponen sus facilidades a disposición para lograr instalaciones que, apoyadas por equipos de almacenamiento de energía, obtengan la capacidad de proveer en un futuro toda la electricidad necesaria en el planeta con energías renovables (ABB, 2013a). Uno de los principales objetivos en materia de energías renovables es la integración y expansión de los parques eólicos en el mar.

**Parques eólicos offshore.** Para reducir el impacto entre un molino y otro ocasionado por las turbulencias del viento, la distancia entre dos unidades debería ser sobre los 700 m, lo que significa que una granja de viento con 100 unidades requiere un área de  $7 \times 7 \text{ km}^2$  (Kim et al., 2009). En muchos países los lugares ideales para la instalación de parques eólicos ya han sido desarrollados, y la disponibilidad de locaciones ha disminuido. Esto ha conducido hacia una nueva tendencia para diseñar instalaciones dentro del mar en donde además de obtener un área extensa y completamente libre para instalación, se tiene un viento más estable con velocidades promedio 20% mayores, logrando un rendimiento energético hasta 70% más alto comparado con las instalaciones en terreno (ABB, 2013a). El diseño de instalaciones eléctricas offshore debe contemplar (Kim et al., 2009):

- **Espacio limitado.** El equipo debe ser tan compacto como sea posible para tener un tamaño y peso reducido, minimizando el costo de la instalación.

- **Condiciones ambientales extremas.** El equipo debe ser capaz de tolerar la humedad, agua, sal y viento, en ocasiones esto requiere instalaciones con equipos sellados.
- **Suministro auxiliar.** Las cargas auxiliares que se consideran como críticas para la operación y seguridad tanto del equipo como del personal deben estar siempre disponibles, siendo necesario contemplar sistemas de respaldo como UPS, generadores y baterías.
- **Acceso para mantenimiento limitado.** Al tener una instalación compacta, el espacio y acceso para mantenimiento reducido requiere que el equipo sea libre de mantenimiento y con la habilidad de poder continuar operando en el caso de ocurrir alguna falla.

Los sistemas HVDC han sido particularmente responsables del incremento en la penetración de energías renovables en el campo de energía eólica, al permitir el desarrollo de parques eólicos offshore. El uso de sistemas HVDC en especial con convertidores VSC, hace frente a los requerimientos de las instalaciones offshore.

- El diseño de las EC de tipo VSC son más compactas en comparación a las de LCC.
- Las estaciones VSC son, de hecho, diseñadas para instalarse en construcciones con estilo de almacén (indoor) con puertas sellables, esto además de facilitar el mantenimiento, brinda seguridad y protección contra el clima a los equipos (ABB, 2013a).
- Con los avances en sistemas de control que la tecnología VSC trajo consigo, es posible operar la instalación offshore desde una instalación onshore (Kim et al., 2009).

Dos aspectos técnicos importantes en el uso de sistemas HVDC para instalaciones offshore son:

**Cables.** Un cable en CA requerirá más potencia reactiva en medida que el área del conductor sea mayor, bajo esta única consideración, el obtener cables con la sección transversal tan bajos como sea posible puede lograr valores de *break even distance* de hasta 180 km, por otro lado, las pérdidas eléctricas disminuyen al aumentar el área del conductor, teniendo un valor de *break even distance* a 80 km cuando las pérdidas son la única consideración. Es así como se presentan complicaciones para buscar un equilibrio cuando se tienen en mente instalaciones en CA. Con el uso de cables HVDC se elimina este problema y el cable puede ser diseñado de forma óptima (Kim et al., 2009). A medida que las granjas de viento se diseñan más grandes y más lejos de la costa, la alternativa HVDC se presenta como la preferible y en ocasiones la única opción de instalación.

**Control de la energía eléctrica.** Debido a la gran variabilidad en el flujo del viento, la energía eléctrica generada en los parques eólicos presenta grandes fluctuaciones a lo largo del día, si estas no son atendidas correctamente, afectarán la estabilidad de la red, esto conlleva a que la conexión entre la instalación offshore y la red eléctrica en terreno venga

acompañada de códigos de red y normas regulatorias para conexión (ABB, 2013a). Los sistemas HVDC proveen un soporte para la calidad de energía generada al compensar rápidamente las fluctuaciones generadas con lo cual el cumplimiento de las normativas es fácilmente alcanzable.

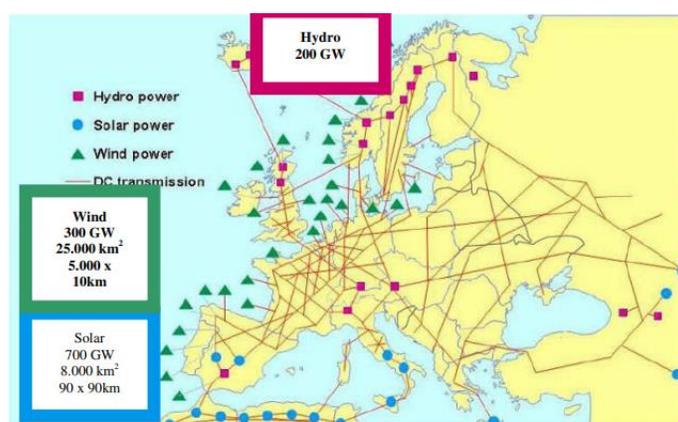
### 3.4.2 Redes

El incremento de enlaces HVDC alrededor del mundo, necesario para saciar las imperantes necesidades de transmitir generación renovable remota y establecer interconexiones entre regiones, han conducido hoy día a la creación de redes eléctricas en CC. Los beneficios técnicos en la creación de redes ya conocidos por la vasta experiencia en CA son así escalados con el uso de sistemas HVDC.

La planificación de futuras redes comienza con el diseño de enlaces *point to point* capaces de ser integrados a un sistema multiterminal, sobre el tiempo se crean derivaciones de este sistema formando una red y se añaden más conexiones *point to point* y MTDC favoreciendo la extensión de la red (ABB, 2015b), de forma similar, la red puede ser construida a partir de un enlace offshore. El criterio que convierte en “red” a la unión de los sistemas, es la presencia de redundancia en el conjunto final, lo cual se logra al diseñar topologías malladas.

Pese a que la visión de una red HVDC ya había sido forjada en 1992 por ABB con el propósito de integrar la energía solar, eólica e hidroeléctrica disponible en el continente Europeo (Figura 3-2); la tecnología LCC existente no pudo ser capaz de cumplir las exigencias técnicas que la red requería. Es así como la idea resurgió con la entrada de los convertidores VSC.

**Figura 3-2** Visión de ABB en 1992 de una red HVDC



Fuente: (Koldby & Hyttinen, 2009)

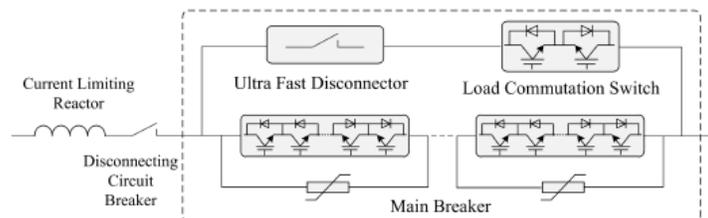
Dos factores importantes que se relacionan directamente con la futura expansión de las redes eléctricas HVDC son:

**Interruptores de Corriente Continua.** Un dispositivo interruptor brinda un corte de corriente eléctrica en el caso de una falla eléctrica en el enlace, dado que la falla afecta a todo el sistema, si esta no es aislada correctamente, el daño podría escalar hacia los convertidores. Los primeros sistemas regionales pueden ser operados sin la necesidad de interruptores, sin embargo, a medida que estos se expandan en tamaño y complejidad los interruptores necesitarán incorporarse gradualmente (ABB, 2015b).

Contrario al interruptor para CA, en el cual se hace provecho del punto de cruce por cero de la señal de corriente, los interruptores CC no disponen de esta ventaja por lo que el principal reto en su diseño es la interrupción de la corriente de corto circuito. Un elemento clave en el desarrollo de redes HVDC es el crear elementos capaces de interrumpir exitosamente la gran potencia eléctrica que los enlaces transportan. En la búsqueda por encontrar el interruptor ideal, se han diseñado diferentes tipos cuyas topologías incluyen elementos electromecánicos, de estado sólido e híbridos.

No fue sino hasta el 2012 que ABB diseñó un interruptor de topología híbrida que demostró ser efectivo para su implementación en sistemas HVDC, a partir de ese momento el diseño de sistemas MTDC se acrecentó y con esto se eliminó la brecha existente para la creación de redes. Un interruptor híbrido, como se muestra en la Figura 3-3, consiste en dos ramales principales: en el primero se encuentra un desconector mecánico ultrarápido (UFD) en serie con un interruptor de conmutación de carga (LCS), el otro ramal contiene al interruptor principal (MB) compuesto por bancos de interruptores semiconductores IGBT con apartarrayos en paralelo.

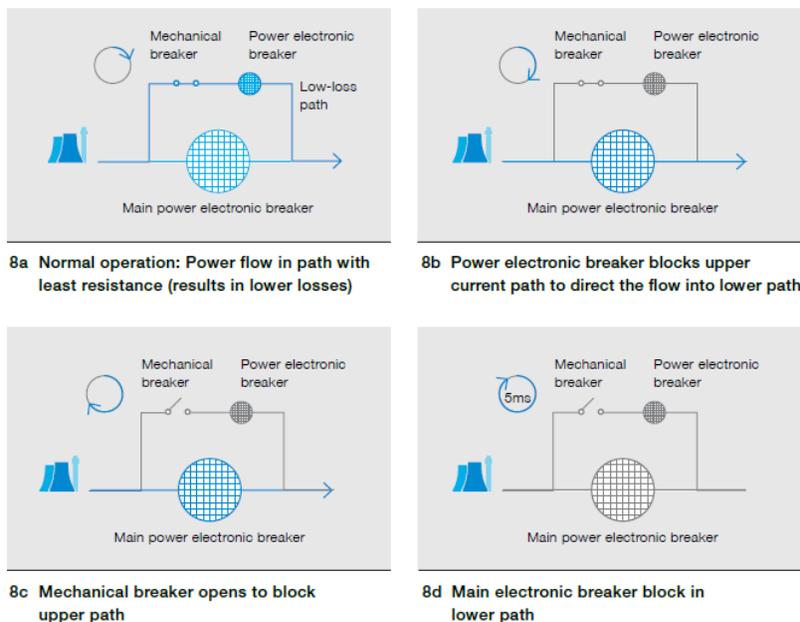
**Figura 3-3** Estructura de un interruptor HVDC híbrido



Fuente: (Xu et al., 2018)

El proceso de operación de un interruptor HVDC híbrido, se muestra en la Figura 3-4. Bajo condiciones normales de operación, la corriente eléctrica fluye a través del UFD y el interruptor LCS, al ocurrir una falla el LCS conmuta la corriente de corto circuito hacia el MB para posteriormente abrirse el desconector mecánico, hecho esto, el MB puede operar para interrumpir la corriente y la energía remanente es entonces consumida por los apartarrayos hasta que la corriente de falla es extinguida (Xu et al., 2018).

**Figura 3-4** Operación de un interruptor HVDC híbrido



Fuente: (ABB, 2014a)

**Estandarización y regulación.** A medida que los enlaces HVDC realizan conexiones entre regiones, países y continentes, deben establecerse medidas para minimizar el riesgo de problemas técnicos y aumentar la disponibilidad de repuestos que aseguren la continuidad de servicio. Por un lado, el desarrollo de los sistemas HVDC involucra a cada vez más manufactureros, indispensables para el buen funcionamiento del mercado, por otro lado, el incremento de la oferta produce una gran dispersión entre las características técnicas de un dispositivo a otro; esto crea la imperante necesidad de establecer normas y estándares desde niveles locales hasta internacionales.

La tensión eléctrica es el parámetro más importante para estandarizar, debido a que la interconexión eléctrica de dos sistemas con diferente tensión no sería posible sin hacer uso de la red CA o convertidores CC-CC. Esto implica un aumento en el nivel de pérdidas y en el costo total. Al conectar generación remota, la locación de los centros de carga y las fuentes remotas impondrán la expansión de la red, lo cual varía en gran medida entre una región y otra, es así, que el tamaño de la red será determinado principalmente por la localización geográfica de las fuentes de energía y la tensión eléctrica será determinada por las pérdidas eléctricas de transmisión (CIGRE WG B4.52, 2013)

Los parámetros esenciales que como mínimo deben ser especificados incluyen: tensión eléctrica, potencia, principios de control de potencia, RCC, tiempo de protección de falla de los enlaces, capacidad de corriente junto con tiempo de operación del interruptor HVDC y protocolos de comunicación (CIGRE WG B4.52, 2013)

Las futuras redes realizarán cada vez más conexiones internacionales cruzando diferentes mercados eléctricos y fronteras nacionales, esto hará que tengan que ser operados y regulados por cuerpos internacionales, así como entidades nacionales y operadores de sistemas (Heyman, et al., 2010). De los múltiples jugadores involucrados, emerge la necesidad de crear códigos de red que unifiquen el manejo de las redes eléctricas, estos códigos deben cubrir al menos tres áreas: 1. Especificar como las fuentes de energía con diferentes parámetros técnicos deben estandarizarse, 2. Especificar el monitoreo y la coordinación de los sistemas integrados y 3. Especificar la regulación de intercambios de potencia entre regiones y/o mercados (Andersen, 2014).

### ***3.4.3 Superred Mundial***

La creación de una superred mundial intensificaría al máximo los beneficios de las interconexiones eléctricas, obteniendo el precio de electricidad más bajo posible y promoviendo la expansión de redes eléctricas para aumentar el alcance al suministro eléctrico a nivel global. El líder pionero en llevar a cabo el desarrollo de esta idea, que hasta hace poco podría parecer algo imposible, ha sido el ingeniero chino Zhenya Liu presidente de la Organización de Cooperación y Desarrollo de la Interconexión Energética Global (GEIDCO), en donde se lleva a cabo este proyecto.

La idea de superred mundial de energía refiere al desarrollo de una globalmente interconectada, ubicua y robusta red inteligente soportada por redes UHV (Figura 3-5). Dedicada principalmente a la transmisión de energía limpia, gracias al enlace creado entre los continentes, las diferentes zonas horarias y condiciones climáticas eliminarán los cuellos de botella, restricciones ambientales y limitaciones espaciotemporales realizando un respaldo mutuo entre la generación solar y eólica de diferentes regiones (Liu, 2016).

**Figura 3-5** Estructura principal de la red de energía globalmente interconectada



Fuente: (Liu, 2016)

La planificación de la interconexión global de energía posee dos principios básicos (Liu, 2016):

- 1) **Desarrollo de energía limpia.** Como respuesta a un consenso global en el que todos los países alrededor del mundo realicen un plan estratégico para crear metas de energía global baja en carbono, promoviendo un eficiente uso de fuentes de energías limpias concentradas y distribuidas.
- 2) **Distribución global.** Buscando una coordinación global de factores políticos, sociales, económicos y ambientales; para la construcción de una plataforma de energía global que enlace las fuentes de energía con los centros de carga y facilite un desarrollo optimizado de transmisión eléctrica y un uso eficiente de energía a nivel global.

Las características primordiales que poseerá la superred son (Liu, 2016):

- **Robustez.** Necesaria para soportar la conexión de fuentes de energía renovables.
- **Extensas interconexiones.** Necesarias para la distribución de energía alrededor del mundo.

- **Alto grado de inteligencia.** Necesario para proveer un acceso flexible mientras se asegura la seguridad y estabilidad de la red.
- **Acceso libre.** Operacionalmente, la red proveerá un equitativo y libre acceso a todos los países sin discriminación.

Para Liu (2016), la implementación de la interconexión global conlleva tres fases. Comienza con el desarrollo de un consenso mundial para fijar metas de consumo exclusivo de energía limpia, el cual se prevé a inicios de 2030. Se busca un desarrollo de redes locales en los países para promover el consumo de energías limpias, la extensión de estas redes conducirá paulatinamente a redes transnacionales y posteriormente a redes intercontinentales, estas interconexiones fungirán como base de apoyo y soporte para ayudar a los países a alcanzar sus metas de demanda eléctrica con energía limpia. Entre 2030 y 2040 se presenta la fase de interconexión transcontinental donde se enfocarán los esfuerzos en explotar las potenciales fuentes de energía eólica en el Ártico y solares en la región ecuatorial, además de otras fuentes clave alrededor del mundo. Finalmente, se crearán los enlaces necesarios para lograr interconectar a todos los continentes formando la interconexión global de energía. Una vez completada la interconexión se tendrá un completo desarrollo en las energías limpias reemplazando a la generación con combustibles fósiles.

La idea de Liu ha sido ampliamente aceptada por la ONU, ya que la interconexión global de energía contribuye con las metas y cumplimiento del Acuerdo de París al promover el desarrollo y uso de energía limpia, proveer una solución innovadora a las dificultades que gobierna el clima internacional y ofrecer un nuevo enfoque para la reducción de emisiones (Wang et al., 2018).

En la COP24 en diciembre del 2018, la GEIDCO se presentó ante los participantes con el propósito de promover su idea para apoyar a los países en la aplicación del Acuerdo de París. De los 80 países con los que se fundó GEIDCO, actualmente se ha ampliado a más de 500 con presencia en todo el mundo y ya cuenta con avances en el desarrollo de sus propósitos estando actualmente en fases de aplicación y acción conjunta (CMNUCC, 2018).

### 3.5 Conclusiones del capítulo

En este capítulo se describen los proyectos HVDC más representativos a lo largo de la historia, cuyo estudio demuestra como los sistemas poseen la cualidad de modificarse, adaptarse y mejorarse de acuerdo con las especificaciones que el proyecto requiera. Tales cualidades empatan perfectamente con las exigencias que los nuevos proyectos en transmisión demandan, por lo cual, sus justificaciones han sido bien fundamentadas y han logrado una próspera expansión alrededor del mundo.

Más allá de los obstáculos presentados, los cuales en ocasiones pueden implicar grandes barreras de entrada, se ha observado que las ventajas de los sistemas sobrepasan a los obstáculos por lo cual continúan siendo opciones viables para implementar.

Las proyecciones futuras de los sistemas HVDC presagian la posibilidad de desarrollar ideas que hasta hace poco parecían imposibles, esto puede corroborarse con el plan ya en desarrollo de realizar una red eléctrica mundial, además de enlaces cuya transmisión ha batido récords en estándares técnicos.

Sin duda alguna, los sistemas HVDC han alcanzado un desarrollo tecnológico tal que hagan ver posibles los propósitos mundiales, en especial el de implementar la generación eléctrica con fuentes renovables y energía limpia, algo que es imprescindible de realizar tomando en cuenta la aceleración del cambio climático

---

## Capítulo 4 ¿Qué se ha hecho México?

---

El Programa Sectorial de Energía 2020 – 2024 derivado del Plan Nacional de Desarrollo se plantea bajo 6 objetivos prioritarios, cuyo cumplimiento requiere directa o indirectamente de la expansión de las líneas de transmisión. En este sentido la transmisión juega un papel clave en el desarrollo sustentable del país; por lo cual, se considera pertinente atender las necesidades presentes y futuras de inversión en infraestructura de transmisión.

En este capítulo se expone inicialmente una breve reseña de la historia de la industria eléctrica en México y su estructura en la actualidad. Posteriormente se describen de forma general los beneficios de la expansión de transmisión. Finalmente, se atiende el panorama de los sistemas de transmisión HVDC en el país, resaltando las cualidades y ventajas adicionales que su implementación tendrá en un ámbito multidimensional, asimismo se señalan algunas de las potenciales barreras de entrada existentes a ser mitigadas para la correcta implementación y expansión de la tecnología.

De acuerdo con el Foro Económico Mundial (WEF, por sus siglas en inglés), en 2019, la economía de México obtuvo en un ranking mundial, el lugar 48 de 141 en el Índice de Competitividad Global (ICG) compuesto por 103 indicadores. Este índice mide la competitividad nacional, definida como el conjunto de instituciones, políticas y factores que establecen el nivel de productividad (WEF, 2019). De los 103 indicadores que componen el índice se rescatan aquellos que afectan directamente el desempeño del país en cuanto a inversión en infraestructura de transmisión, a fin de evaluarlos en conjunto con la situación actual de los sistemas HVDC.

## 4.1 Breve historia de la industria eléctrica en México.

La industria eléctrica en México comenzó en 1879, cuando se introdujo por primera vez la electricidad en la fábrica de hilados y tejidos *La Americana* en Guanajuato. Años más tarde, en 1880 la electricidad se empleó para alumbrado público con dos focos de prueba en la Ciudad de México donde continuó expandiéndose junto con estados como Guadalajara, Monterrey, Veracruz y Mérida, representando en 1889 una capacidad instalada de 837.89 kW repartida entre 60 plantas. (de la Garza Toledo et al., 1994)

De 1879 a 1934, la industria eléctrica se conformó por empresas privadas que generaban la electricidad para transmitirla y distribuirla a usuarios públicos o privados, principalmente, para su uso en alumbrado público y en la industria minera y textil. Entre estas empresas destacan la American and Foreign Power, la Compañía Eléctrica de Chapala y la Mexican Light and Power Company Limited, quienes abarcaban el mayor territorio en la industria eléctrica. La compañía Mexican Light and Power constituyó una de las principales empresas en México, estableciéndose en 1903 para convertirse en 1906 en la empresa más grande de América Latina. Formó por 30 años un monopolio casi absoluto en la zona centro del país (de la Garza Toledo et al., 1994).

Publicado el 18 de enero de 1937 y expedido el 2 de enero de 1936 durante el gobierno de Lázaro Cárdenas, el Decreto a la Industria Eléctrica fijaba las condiciones para el otorgamiento de concesiones para la introducción, generación, transmisión, distribución o venta de energía eléctrica cuya administración se llevaría a cabo por la Secretaría de Economía Nacional; decreto que posteriormente sería recogido para la creación de la Ley de la Industria Eléctrica (LIE) (de la Garza Toledo et al., 1994).

Dado que las empresas establecidas hasta esa fecha presentaban, constantemente interrupciones de luz además de tener tarifas elevadas que impedían el desarrollo del país; el gobierno federal creó la Comisión Federal de Electricidad (CFE) el 14 de agosto de 1937 como dependencia oficial propiedad del estado, con el objeto de organizar y dirigir un sistema nacional de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica (CFE, s/f a).

La LIE, expedida el 31 de diciembre de 1938 se conformó como el cuerpo normativo más complejo sobre industria eléctrica en México hasta esa fecha. Esta ley establece en su artículo primero la regulación de las actividades de generación, transformación, transmisión, distribución, exportación, importación, compraventa, uso y consumo de energía eléctrica (de la Garza Toledo et al., 1994) y crea un sistema de concesiones y autorizaciones para actividades en el sector de potencia, así, una concesión era requerida al realizar actividades que emplearan fuentes naturales cuyo propietario fuera la nación, o para actividades de suministro eléctrico, en cualquier otro caso, la actividad requería de una autorización, siendo esta la precursora del modo regulatorio de autoabastecimiento (Elizalde-Baltierra et al., 2010).

Pese a que el Estado buscaba apoyar la industria eléctrica con el ideal de impulsar el desarrollo económico y social, las empresas privadas no respondieron a las expectativas del

país, teniendo un estancamiento en la capacidad instalada a partir de 1950. Fue así como el 27 de septiembre de 1960 se estableció la nacionalización de la industria eléctrica (de la Garza Toledo et al., 1994) y, el estado, adquiere las dos empresas más grandes: American and Foreign Power Company y la Compañía de Luz y Fuerza Motriz. De esta manera, la electricidad en el país fue suministrada en forma conjunta por Luz y Fuerza del Centro y CFE, las cuales firmaron un acuerdo en 1985 para delimitar sus zonas de suministro y evitar los posibles problemas territoriales (Garnica, 2018). Con la nacionalización, el suministro de electricidad se llevó a cabo bajo un modelo verticalmente integrado (Padilla Rodríguez, 2016).

En 1975 fue promulgada la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE) que derogaba a la LIE. Esta nueva ley fue emitida para regular todas las actividades de la industria eléctrica en un solo cuerpo, adjudicando todas las actividades a CFE. La ley introdujo por primera vez la actividad de auto suministro de forma individual bajo la condición de que le resultara imposible o inconveniente a CFE proveer el suministro eléctrico (Elizalde-Baltierra et al., 2010), a finales de 1992, esto fue modificado para dar paso al desarrollo del auto suministro. La modificación fue justificada sobre la necesidad de incrementar la capacidad del sistema eléctrico de potencia. Esto también creó una nueva modalidad llamada Productor de Potencia Independiente (PPI), en la cual el productor de energía generaba potencia exclusivamente para ser vendida a CFE (Elizalde-Baltierra et al., 2010).

Bajo la premisa de obtener un elevado costo para la economía de la nación, el Estado precisó terminar con las operaciones de LyFC el 11 de octubre de 2009 (Garnica, 2018).

El 20 de diciembre de 2013 se publicó en el DOF el decreto de reforma a los artículos 25, 27 y 28 de la Constitución (Olivo Miranda, 2015). Mejor conocida como Reforma Energética, el decreto estableció la apertura para la participación en materia energética al sector privado nacional y extranjero, con esto, el Estado implementó un nuevo modelo energético para lograr un mercado eléctrico sólido (Olivo Miranda, 2015), buscando reducir el alcance del servicio público, desintegrar la cadena de suministro vertical y horizontalmente integrada y promover la competencia en la generación y comercialización (Padilla Rodríguez, 2016).

Con la reforma energética, CFE pasó de ser un organismo descentralizado a una empresa productiva del estado, esto significó la fragmentación de un monopolio público en una nueva estructura industrial con mayor flexibilidad operativa y organizacional, para establecer a la empresa como la única entidad jurídicamente habilitada para comprar electricidad y revenderla con fines de servicio (Padilla Rodríguez, 2016).

En diciembre de 2015, es publicada Ley de la Transición Energética (LTE) con el objetivo de promover el desarrollo de las energías limpias. Esta ley establece el marco regulatorio para la generación de energía a través de fuentes limpias y sienta las bases para la planeación de política nacional en materia de energías limpias y eficiencia energética,

abrogando a la Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética (LAERFTE), publicada en 2008 (EY México, 2018).

El Mercado Eléctrico Mayorista, creado con la reforma energética, comenzó sus operaciones en 2016 y, es quien, a la fecha, controla las redes de transmisión y distribución, regula el despacho de energía eléctrica y paga la electricidad a los participantes (EY México, 2018).

## 4.2 La industria eléctrica en el sector transmisión

La cadena de valor de la energía eléctrica en México consta de tres eslabones (EY México, 2018):

1. **Generación.** Con participantes privados y CFE Generación.
2. **Transmisión y distribución.** Con participantes CFE Transmisión y CFE Distribución
3. **Comercialización.** Con participantes privados, CFE suministro básico y CFE calificados.

Las actividades dentro de la industria eléctrica, además de los tres eslabones de la cadena de valor, contienen la planeación del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) y la operación del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).

La generación y la comercialización se ofrecen en un régimen de libre competencia, mientras que las actividades de mercado mayorista, la transmisión y la distribución están reguladas. El Estado es el encargado de ejecutar la política, regulación y vigilancia de la industria eléctrica a través de la Secretaría de Energía (SENER) y la Comisión Reguladora de Energía (CRE) (Padilla Rodríguez, 2016).

El Estado mantiene la exclusividad en la planeación y el control del sistema eléctrico nacional que incluye la transmisión y distribución por considerarse actividades estratégicas, pero permite que el Gobierno celebre contratos con particulares para llevar a cabo el financiamiento, mantenimiento, gestión, operación y ampliación de la infraestructura de transmisión y distribución de energía eléctrica (EY México, 2018). Se permiten redes de transmisión y distribución públicas y privadas; las primeras son las únicas que pueden ofrecer servicio público (Padilla Rodríguez, 2016).

En México la expansión de líneas de transmisión se lleva de acuerdo con el nuevo modelo de contratación para líneas de transmisión eléctrica publicado en 2017 (SENER, 2017a).

Bajo este modelo, la SENER realizará licitaciones que garanticen procesos de competencia y libre concurrencia con el propósito de asignar un Contrato de Gestión de Transmisión de Energía Eléctrica con particulares, mediante el cual se diseñarán, financiarán e instalarán las obras de líneas de transmisión, se pondrán en servicio, y se realizarán las

actividades que se establezcan en el Contrato de Gestión y en el Convenio para la Operación Técnica, respecto a su operación y mantenimiento.

Se nombrará ganador y se le adjudicará la licitación del proyecto a aquel participante que pruebe contar con la capacidad técnica, operativa y financiera para llevar a cabo las actividades del proyecto y presente la propuesta que requiera el menor valor presente neto de anualidades constantes, considerando la vida útil del proyecto.

Con este contrato, el contratista ganador asumirá los riesgos de construcción de la nueva infraestructura que se adiciona a la Red Nacional de Transmisión (RNT). Una vez construida la nueva infraestructura y habilitada para proveer el servicio de transmisión el contratista recibirá el ingreso requerido a fin de cubrir sus costos operacionales, pagar el servicio de la deuda a sus financistas y recuperar su inversión, a través de un pago fijo anual con periodicidad mensual constante. Este pago será incluido en los ingresos requeridos del servicio público de transmisión y será recuperado por medio de las tarifas generales de la red. Cumplido el plazo del Contrato de Gestión, los activos pueden ser transferidos a la contratante o a quien ella decida.

### 4.3 Expansión de la transmisión HVDC en México

Desde la publicación del primer Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN) se han presentado propuestas de implementar sistemas HVDC, cuyo análisis ha demostrado que los proyectos poseen mejores ventajas frente a las alternativas en Corriente Alterna. En la Tabla 4.1 se muestran los sistemas instruidos a la fecha.

**Tabla 4.1** Proyectos HVDC instruidos en el PRODESEN

Nombre del proyecto	Año de instrucción	Longitud km	Tensión kV	Potencia MW	FEOF
Línea HVDC Yauteppec-Ixtepec	2015	1260	500	3000	Dic 2021
Interconexión BC - SIN	2016	1400	500	1500	Abril 2021
Back to Back Sonora-Arizona	2016	- -	230	150	Ago 2019
Interconexión SIN-BCS	2017	1308	400	850	Jun 2023
Interconexión Sureste -Peninsular	2017	1800	500	1500	Abril 2022

Notas: FEOF (Fecha de Entrada de Operación Factible)

Fuente: PRODESEN

Además de los proyectos anteriores, en el rubro de proyectos en perspectiva de análisis también se ha contemplado la alternativa con tecnología HVDC. Ejemplo de esto son los sistemas back to back, considerados para instalarse en la frontera del país y los proyectos de red de transmisión para interconexión de las zonas de alto potencial de energías limpias en el noreste, norte, occidente y centro del país.

A pesar de que se han contemplado varios proyectos con esta tecnología, en México ha existido poca atención hacia estos, resultando en acciones como la cancelación de los dos megaproyectos Ixtepec-Yautepec y BC-SIN, y la decisión de emplear CA para los dos proyectos de la macro red contemplados.

El único proyecto que considera una línea de transmisión HVDC vigente a la fecha es el P17-PE1 Interconexión Sureste -Peninsular, el cuál en el ejercicio de planeación del Programa de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión (PAMRNT) 2019 sufrió cambios en su Fecha de Entrada de Operación Factible (FEOF) contemplada inicialmente en abril 2022 a abril de 2025. En la evaluación de ambas alternativas – CA y CC- la elección de corriente continua presentó mejores resultados de confiabilidad y económicos, pero la decisión de infraestructura aún queda sujeta a evaluaciones futuras.

México experimenta deficiencias en electricidad, particularmente en capacidad de transmisión, esto sugiere un necesario incremento en financiamiento de infraestructura por parte de los sectores públicos y privados (WBG, 2018). En el pasado reciente se ha observado un déficit de inversión y que algunos de los proyectos tienen un carácter de urgente para atender la demanda (SENER, 2019). Los hechos sugieren una futura expansión de las líneas de transmisión en el país, y a pesar de la poca participación existente de los sistemas HVDC vista a la fecha, no cabe duda de que esta tecnología será fundamental en la primera línea de batalla para hacer frente a los nuevos retos a los que se enfrenta México en términos de energía y desarrollo.

#### ***4.3.1 Beneficios de expansión en transmisión***

El Programa de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión, tiene como propósito los siguientes objetivos (SENER, 2015):

- Atender las necesidades de oferta y demanda de energía eléctrica.
- Preservar y mejorar la confiabilidad del SEN.
- Reducir los costos del suministro de energía eléctrica.
- Contribuir al cumplimiento de las metas de producción de energía limpia
- Operar con eficiencia energética, minimizando las congestiones en la red de transmisión y las pérdidas de energía eléctrica.
- Incorporar tecnologías de Redes Eléctricas Inteligentes.
- Interconectar el Sistema Interconectado Nacional (SIN) con el sistema de BC.
- Interconectar la RNT con Norteamérica y Centroamérica.

La expansión de las redes de transmisión en el país, siendo de CA o CC, crea enlaces nacionales e internacionales resultado de la planificación del PAMRNT cuya meta es atender los objetivos listados, obteniendo al mismo tiempo un conjunto de beneficios multidimensionales. Puesto que los enlaces de transmisión son construidos para una amplia variedad de propósitos, los factores específicos tomados en cuenta en la evaluación de los beneficios dependerán del propósito del enlace y la perspectiva por quien se hace la evaluación (CIGRE WG 14.20, 2001).

Los principales beneficios obtenidos en la creación de interconexiones eléctricas nacionales e internacionales se muestran a continuación (UNDESA, 2006):

### 1. Económicos y financieros.

**Evasión de costos de combustible.** Permite el acceso a plantas de energía más eficientes y con menor costo de combustible para cubrir la carga continua. Entre mayor sea el sistema de transmisión, mayor oportunidad se tendrá de reducir los costos de combustibles.

**Evasión de costos de generación.** Los costos de nuevas plantas de generación pueden ser evitados al reemplazar la capacidad doméstica con generación importada.

**Economías de escala.** Grandes unidades de generación son más eficientes que las pequeñas, pero conllevan un mayor disturbio ante una falla. Cuanto mayor sea un sistema interconectado más fácil será mantener la pérdida ante unidades de generación grandes.

**Reducción en capacidad de reserva.** La interconexión de sistemas separados permite que la reserva en capacidad pueda ser compartida; cuanto mayor sea el sistema interconectado menor serán los requerimientos de reserva.

**Diversidad en demanda.** La demanda máxima de las plantas de generación en un sistema interconectado será considerablemente menor que en sistemas separados.

**Ingresos por venta de potencia.** Para países exportadores, las interconexiones internacionales es una ventaja económica clave para la venta de potencia.

### 2. Legales

**Fijación de estándares legales transnacionales.** Acuerdos completados, aceptados y exitosamente implementados para el intercambio de potencia entre naciones pueden servir como plantillas para otro tipo de acuerdos legales fronterizos.

**Creación de confianza de las partes externas en el sistema legal nacional.** El cumplimiento fluido y ordenado en el acuerdo legal de interconexión puede ofrecer mayor confianza en el sistema legal de la nación reduciendo las barreras para el aumento de comercio.

### 3. Políticos

**Interconexiones internacionales como estímulo a una cooperación internacional adicional.** Significantes vínculos entre los acuerdos de potencia ofrecen el potencial de crear un estímulo entre gobiernos para cooperación en otras áreas.

**Uso de las interconexiones como fuerza para la evasión de conflictos.** La distribución de fuentes y la dependencia que esto implica, provee un incentivo a los

participantes para trabajar en la resolución de algún desacuerdo a través de medios no militares.

**Estabilidad política.** El incremento en provisión de electricidad permite disminuir la migración a los centros urbanos mitigando de esta forma las dificultades políticas y tensiones sociales que puedan originarse.

#### 4. Sociales

**Mejora en el suministro eléctrico.** Un incremento en la mejora de suministro eléctrico puede tomar la forma de un servicio eléctrico más confiable, o la disponibilidad del servicio eléctrico en áreas previamente no electrificadas.

**Reducción en impactos sociales por la instalación de plantas.** Eliminar la necesidad de instalar nuevas plantas gracias a las interconexiones evita impactos tales como daño a la salud por contaminación, cambios en el uso de suelo y oposición por afectaciones directas.

**Promover un desarrollo sustentable.** Las exportaciones de electricidad, además de pagar los costos de producción, pueden destinarse parcialmente a cubrir inquietudes sociales, pudiendo ayudar a contribuir un desarrollo sustentable del país

**Beneficios auxiliares.** La construcción de interconexiones de red puede establecer oportunidades económicas y sociales para los residentes en áreas cercanas, tales como la construcción de caminos, acceso de comunidades aisladas a mercados para bienes locales, creación de turismo y mejora en el acceso a educación y cuidado médico. Similarmente las vías de acceso creadas con la infraestructura eléctrica pueden proveer oportunidades de instalación para otras infraestructuras como telecomunicaciones e internet

**Intercambio de tecnología.** Los sistemas compartidos tienden a promover la estandarización de diseños, prácticas operacionales e intercambio de información promoviendo una cooperación entre sociedades.

#### 5. Ambientales.

**Reducción en emisiones contaminantes.** Pese a que pequeñas emisiones pueden ser producidas durante la construcción de la interconexión, se obtiene un beneficio cuando las emisiones de la planta de generación que es usada con la interconexión son menores a las emisiones que pudieron ser producidas en ausencia de la interconexión.

**Contaminación del agua.** Los impactos en contaminación pueden presentar un beneficio dependiendo del nivel en que la contaminación pudo ser producida en ausencia de la interconexión

**Desechos sólidos.** Los beneficios son incrementados principalmente si la interconexión desplaza la energía a base de carbón por energía renovable o de gas.

**Uso de tierra y biodiversidad.** Impactos potenciales por generación de electricidad o servicios de extracción de combustible evitados debido al uso de la interconexión.

#### **4.3.2 Beneficios adicionales en expansión con sistemas HVDC**

Al considerar sistemas de transmisión HVDC en los proyectos de expansión, los beneficios mencionados pueden ser incrementados en medida que el proyecto y la ventaja de la tecnología lo permita. Esto por sí mismo representa una firme vía de entrada de los sistemas al país. Adicionalmente, la tecnología permitirá a México el alcance a las mejoras en los criterios que a continuación se mencionan.

##### **1. Criterio técnico.**

Los beneficios técnicos que ofrecen las ventajas de los sistemas HVDC frente a los sistemas CA descritos en el Capítulo 1 serán introducidos para mejorar el SEN y ofrecer un respaldo en calidad de suministro de energía eléctrica al país.

##### **2. Criterios ambientales.**

**Incorporación de energías renovables.** La Agencia Internacional de Energía estimó que para el año 2018 las emisiones totales de CO<sub>2</sub> en el mundo, representaron poco más del 40% para el sector eléctrico. Es así como la descarbonización del sector eléctrico debería contemplarse algo esencial, ya que una correcta descarbonización junto con una extendida electrificación logrará al año 2040, al menos el 50% de la reducción de emisiones requeridas para mantener la temperatura global debajo de los 2°C (ETC, 2017).

Dado que las actividades de captura y almacenamiento de carbón en el sector eléctrico son probables a ser limitadas a países en específico; la penetración de energías renovables representa un punto clave en la descarbonización en todos los países (ETC, 2017).

En México, la incorporación de sistemas HVDC no solo permitirá la correcta penetración de energías renovables, actuando a su vez como soporte técnico ante las intermitencias de estas fuentes, sino que agregará un impacto directo positivo en el proceso de descarbonización al incrementar la electrificación del país.

El proyecto Líneas de Transmisión Tehuantepec-Valle de México programado en el PRODESEN 2016 y además de ser diseñado para crear un canal de transmisión para la instalación programada de 15,280 MW de generación en su mayoría energía renovable, al contemplarse con la alternativa en CC le agregó una capacidad de transmisión adicional de 1,200 MW frente a la alternativa de CA. Se consideró utilizar esta capacidad disponible para la integración de mayores bloques de generación renovable con lo cual, además de permitir

un mayor acceso a las energías renovables, el beneficio económico en costo de producción se incrementó en casi 30% (SENER 2015; CENACE, 2015).

Lo anterior ejemplifica una forma en que la expansión de los sistemas HVDC en el país podrá solventar con una mayor destreza las metas en las políticas y regulaciones para promover las energías renovables, pudiendo incrementar el desempeño en el ICG, cuyo valor actual de 68.7 puntos de 100, posiciona al país en el lugar 30 de 141. A la fecha Alemania, es el país con mejor desempeño en la regulación de energía renovable.

**Mitigación y adaptación ante el cambio climático.** Derivado de la celebración de la COP19 de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC), se construyó la Contribución Determinada a nivel Nacional de México (NDC, por sus siglas en inglés), para el período 2020 – 2030, el cual constituye la aportación de México al acuerdo global ante el cambio climático. La contribución contiene dos componentes, uno de mitigación y otro de adaptación. En el cumplimiento del componente de mitigación, el sector energético en México pretende generar el 35% de energía limpia en el 2024 y 43% al 2030 (INECC, 2015). Considerando que en el 2020 se marcó el inicio al periodo de implementación, México necesita el respaldo adecuado en infraestructura para lograr sus metas, pudiéndose servir de las líneas de transmisión HVDC como un firme apoyo a considerar.

En el cumplimiento del componente de adaptación, México contempla, la adaptación de la infraestructura estratégica con la meta de garantizar su seguridad ante efectos del cambio climático, como parte de las medidas no condicionadas, es decir, aquellas que el país puede solventar con sus propios recursos. Además de incrementar la seguridad del sistema de transmisión al robustecerse y expandirse con la adición de líneas de transmisión HVDC, las características físicas de la tecnología la vuelven una valiosísima herramienta frente a los efectos del cambio climático. La capacidad de operación ante contingencias  $n - 1$ , su función de cortafuegos contra salidas en cascada, la mayor capacidad de transferencia de potencia y su desempeño de operación en arranque negro, son características primordiales con las cuales contar ante los efectos de fenómenos hidrometeorológicos.

**Conexiones internacionales.** La creación de interconexiones eléctricas con los países aledaños a México incrementa el acceso a una mayor disponibilidad de los beneficios de interconexión. El uso de sistemas HVDC como medio de interconexión demuestra ser la mejor opción para el desarrollo de enlaces eléctricos internacionales siendo la transmisión a largas distancias uno de sus atractivos principales. Esto se respalda con los proyectos que fueron considerados para implementarse en la frontera con E.U.A. en el PRODESEN 2016, todos con tecnología HVDC.

**Interconexión global.** De los 29 tratados que la WEF contempla como ambientalmente relacionados, México cuenta con 24 en vigor. Esto evidencia un animoso compromiso del país ante las acciones que a nivel mundial pretendan realizarse para mitigar los efectos del cambio climático. Respecto al proyecto de interconexión global descrito en el Capítulo 3 , el país requiere de infraestructura HVDC para implementarse en la trayectoria que la red mundial contempla. Con esta infraestructura, México no solo facilitará su compromiso en el cumplimiento del proyecto, sino que además creará un enlace directo a los potenciales beneficios que la interconexión traerá consigo, dándole al país un punto de apoyo para el cumplimiento de los tratados internacionales, así como los nacionales.

### 3. Criterios económicos.

Vaca Serrano (2018), clasifica al subsector de la industria eléctrica como clave para el desarrollo económico. Aunque la participación de la industria eléctrica en producción, producto interno bruto, empleo y remuneración de asalariados no son de gran repercusión, la capacidad de proveer su servicio al resto de la economía lo posiciona dentro de los 7 subsectores clave de la economía nacional.

La industria eléctrica en México distribuye su producción a 78 de los 79 subsectores de la economía nacional, por lo que un crecimiento productivo podría significar un cuello de botella (Vaca Serrano et al., 2018). Es prescindible mantener la capacidad de transmisión de la industria eléctrica, en donde la incorporación de sistemas HVDC resulta eficaz en la mayor parte de los proyectos de la planificación, aportando además un ahorro económico para el país. El proyecto de transmisión Istmo de Tehuantepec-Valle de México con líneas HVDC resultó aproximadamente 40% más económico en su costo de inversión que la opción en CA, lo cual se vio reflejado en un ahorro de 432 *mdd*.

### 4. Criterios sociales.

Pese a que el uso de líneas de transmisión puede evitar la construcción de plantas de energía y sus consecuencias sociales que su construcción trae consigo, la propia instalación de las líneas de transmisión no exime de impactos sociales.

Entre los potenciales impactos que acompañan a la construcción de una línea de transmisión está el aislamiento de residentes locales cuando la seguridad de la línea implica que se niegue o restrinja el derecho de las personas locales para atravesar de un lado de la línea a otro. Como forma de mitigación del problema, se considera la construcción de líneas en infraestructura existente. Puesto que se ha demostrado que las líneas de transmisión HVDC pueden operar en cercanía con líneas de CA, la reutilización de infraestructura no solo reduciría el impacto social que la construcción de una nueva línea ocasiona; además, el incremento de transferencia de potencia adicional que ofrece la tecnología HVDC puede repercutir en el desplazamiento de la necesidad de más líneas.

## 5. Criterios de mercado.

La expansión de las redes de transmisión busca que el desempeño del MEM sea eficiente en términos de reducción en los precios marginales locales, y confiable al mantener el suministro dentro de los parámetros de calidad y condiciones operativas de seguridad (SENER, 2015). La evaluación del mercado eléctrico en el área de transmisión determina los beneficios de proveer capacidad de transferencia adicional (ENTSOE, 2018), cuyos resultados son usados para discernir si los beneficios al incluir un proyecto son suficientes para cubrir los costos de inversión y operación necesarios para su realización (SENER, 2017b).

Los beneficios que se determinan en los estudios son (SENER, 2017b):

- Ahorro en costos de producción.
- Ahorro por reducción de costos de Energía No Suministrada.
- Beneficios económicos por reducción de emisiones.

Las evaluaciones al MEM han resultado en la propuesta de utilizar sistemas HVDC ya sea de forma decisiva o como alternativa en la mayoría de los proyectos más importantes contemplados. Esto por sí solo de nueva cuenta se convierte en una firme vía de acceso.

El proyecto de interconexión BC-SIN previsto dentro de las obras de transmisión para el MEM, fue contemplado para optimizar la inversión en infraestructura al diferir la construcción de nuevas centrales eléctricas aprovechando la diversidad de demanda entre ambos sistemas. La instalación de la línea de transmisión HVDC resultó en una relación Beneficio/Costo aproximadamente un 20% mayor a la opción en CA, recalcando que esta opción contempla un valor 50% menor en el pago de externalidades por emisiones de gases nocivos (CENACE, 2016).

La implementación de un MEM con participación de iniciativa privada deriva en potenciales inversiones con efectos multiplicadores en la economía nacional a la vez que asegura precios más competitivos brindando confianza y claridad al intercambio entre los participantes de la industria (Vaca Serrano et al., 2018). El implementar sistemas HVDC implica una gran participación privada y principalmente extranjera, esto traerá grandes beneficios al país como el intercambio tecnológico y volverá más atractivo al país para la inversión.

### **4.3.3 Barreras de entrada**

Para implementar correctamente los sistemas HVDC y asegurar su expansión dentro del SEN es necesario que el país cuente con determinadas condiciones, esta expansión podrá

realizarse en la medida en que puedan aminorarse lo mayor posible las barreras de entrada existentes.

**Aspectos legales y políticos.** En México, existen problemas principalmente vinculados a una baja eficacia legal que merman los intereses por la inversión en el país. De acuerdo con el ICG, México posee un valor de 2.9 en escala 1 – 7 en eficiencia del marco legal en la impugnación de reglamentos (WEF, 2019). Un punto clave inicial en la eliminación de barreras, es atender las fracturas en el marco legal, las cuales impiden llevarse a cabo proyectos de forma totalmente transparente.

Debido a que la tecnología HVDC requiere de una firme estandarización para su expansión, es necesaria una correcta revisión y actualización de la normativa en el área del sector eléctrico en específico en la transmisión, de tal forma que el marco regulatorio técnico actual, dedicado principalmente a la CA pueda subsistir con la nueva tecnología en corriente continua. México está evaluado con 2.9 puntos de 7 en el indicador de peso de la regulación gubernamental, lo cual representa dificultad de las compañías para cumplir con los requerimientos de la administración pública como permisos, reportes, regulaciones, entre otros (WEF, 2019).

El Índice de Países más Atractivos para Energías Renovables (RECAI, por sus siglas en inglés), posicionó en 2017 a México en el lugar 9 de 40 (EY México, 2018); sin embargo, las alteraciones que sufrió el país en cuanto a energías renovables tales como, subastas canceladas y revisiones de contratos por parte del Estado, provocaron incertidumbre en el mercado, desplazando al país al lugar 19, en el 2019, y cayendo hasta el 33 para finales del 2020 (EY, 2019; EY, 2020). Es imprescindible que el gobierno cuente con una mayor estabilidad política en el sector de energía y su subsector consecuente de energías renovables, de tal forma que, indirectamente, se propicie un ambiente seguro para la inversión en transmisión. En adición a lo anterior, también deben atenderse los indicadores que evalúan la regulación de eficiencia energética en el país (WEF, 2019):

- Planificación nacional en eficiencia energética.
- Entidades de eficiencia energética.
- Información provista a consumidores sobre uso eléctrico.
- Incentivos de eficiencia energética para tarifas de estructuras eléctricas.
- Incentivos y mandatos para usuarios finales industriales y comerciales.
- Incentivos y mandatos para servicios públicos
- Mecanismos de financiamiento para eficiencia energética.
- Estándares de desempeño en eficiencia energética mínimos.
- Sistemas de etiquetado energético.
- Códigos de compra de energía.
- Transporte.
- Monitoreo y fijación de precios del carbón.

**Comportamiento ante controversias y corrupción.** En caso de generarse controversias, los inversionistas deben poseer certeza en que el proceso de resolución será pulcro y transparente, además de saber que las licitaciones se realizan bajo la más estricta regulación sin la presencia de favoritismos.

El indicador de eficiencia del marco jurídico en la solución de controversias y el indicador de regulación de conflictos de interés del ICG, evalúan la eficiencia de los sistemas judicial y legal para las compañías en la resolución de controversias con dimensiones tales como la transparencia en las transacciones, la capacidad de los accionistas para demandar y responsabilizar a los directores por auto contratación y, el acceso a pruebas y asignación de gastos legales en litigios de accionistas, ambos indicadores poseen una baja evaluación (WEF, 2019), siendo necesario atender los factores involucrados en dichos procesos.

**La cuarta transformación.** De todos los obstáculos a los que se tiene que enfrentar la tecnología HVDC para incorporarse en el país, la cuarta transformación, implementada por el gobierno del presidente López Obrador, es el que a la fecha mayor impacto posee.

En el Plan Nacional de Desarrollo (PND), donde se desbordan los objetivos y estrategias prioritarias durante el sexenio, se tiene el propósito estratégico de rescatar a CFE, afirmando que durante el sexenio anterior prevaleció la industria privada afectando enormemente a la empresa productiva del estado. Para esto, se plantea la modernización de las plantas de generación eléctrica pertenecientes a CFE, dándoles prioridad a las hidroeléctricas.

Aunque no de forma directa, estas decisiones afectaron a los proyectos HVDC que se habían contemplado, la razón de esto es que parte del rescate de CFE planificado, es darles prioridad a sus plantas de generación para despacho de energía, esto significa dar la espalda a las nuevas empresas privadas, las cuales son esencialmente de generación con fuentes renovables. Puesto que los dos megaproyectos contemplados para transmisión en corriente continua favorecerían a los privados, bien pudo ser esta una de las causas principales que los llevo a su cancelación.

Esto no significa que el actual presidente este en contra de la tecnología HVDC y más aún de las energías renovables, ya que son parte de sus prioridades tanto en el PND como en el programa sectorial de energía, la falta de atención son consecuencia de buscar rescatar a CFE. La incorporación de energías renovables en las condiciones actuales, indica un riesgo a las finanzas de la empresa por el despacho preferente que tienen estas centrales y los costos adicionales que debe cubrir en cuanto a capacidad de reserva, mejora en transmisión y distribución y manejo de intermitencia (SENER, 2020a).

## 4.4 Ejemplos ilustrativos de los beneficios de instalación de sistemas HVDC en México.

Puesto que a la fecha se carece de un sistema de transmisión HVDC completamente dentro del SEN, no puede obtenerse una justificación empírica de los beneficios obtenidos. Sin embargo, en la literatura se presentan algunos casos de estudio de simulación con sistemas HVDC en México.

### 4.4.1 Interconexión Sureste-Peninsular

Uno de los proyectos contemplados con uso de sistemas HVDC en México, fue el reforzar la interconexión de la GCR Peninsular con el SEN para incrementar la capacidad de suministro a la península de Yucatán y prevenir la sobrecarga en 250 MW de la capacidad de transmisión de las líneas existentes.

En el PAMRNT 2017, se presenta el análisis de estudios técnicos y económicos de dos alternativas para el proyecto, una en CA y otra en CC (CENACE, 2017).

El estudio de flujos de potencia indica que ambas alternativas son capaces de mantener el mismo flujo tanto en despacho de generación como en demanda en el SIN, con la diferencia que para la opción de CA se presentan 13 MW más de pérdidas en el SIN. En estado estacionario y dinámico ante contingencias N-1 y N-2, la opción en CA presentó un mayor número de compuertas -15 contra 7 para el caso de la alternativa en CC- con una variación considerable en los flujos de potencia y tensiones entre los estados pre y post contingencia.

La Tabla 4.2 muestra los datos comparativos entre ambas alternativas como resultado de las simulaciones y estudios realizados.

**Tabla 4.2** Comparación entre las alternativas de interconexión Sureste-Peninsular

	<b>HVDC</b>	<b>CA</b>
Inversión	1133 mdd	1207 mdd
Beneficios totales	1780.3 mdd	1795 mdd
Relación B/C	1.57	1.49
Flexibilidad operativa	Igual	Menor
Estabilidad del sistema	Igual	Igual
Control de voltaje	Igual	Menor
Control de frecuencia	Igual	Igual
Decremento de pérdidas	Igual	Menor
Flexibilidad operativa para restablecimiento	Mayor	Menor
Factor de uso de la red	37%	51%

Un análisis de sensibilidad con respecto al costo de inversión muestra que para la alternativa con uso HVDC, el proyecto soporta un incremento de hasta 57% para una relación B/C unitaria, en comparación con la alternativa en CA, el incremento solo puede soportarse hasta el 41%.

#### ***4.4.2 Interconexión BCS al SIN.***

Este proyecto también fue contemplado dentro del PRODESEN y fue publicado en la versión del año 2016 bajo la modalidad de proyecto en estudio, siendo desde un inicio contemplado para ejecutarse con tecnología HVDC en cualquiera de sus alternativas.

Para el análisis de flujos de potencia en estado estacionario y dinámico pre y post contingencias N-1 y N-2, una de las alternativas presento un desempeño impecable al ofrecer una mayor flexibilidad operativa, mayor control de voltaje y frecuencia, una mayor flexibilidad operativa para restablecimiento y un mayor decremento de pérdidas eléctricas.

Es de destacar que ambas alternativas presentaron una gran relación B/C, siendo de 3.66 y 3.45 respectivamente. Mas aun, los análisis de sensibilidad con respecto al costo de inversión mostraron que el proyecto soporta un incremento del 266% y 245% en el costo de inversión para cada alternativa respectivamente.

En todos los escenarios económicos, para ambas alternativas los indicadores analizados son favorables al proyecto de interconexión.

#### ***4.4.3 Interconexión BC-SIN***

El sistema aislado de BC presenta problemáticas por tener una baja confiabilidad en su operación, imposibilitar una buena integración del SEN con Norteamérica y frenar el desarrollo de proyectos de generación renovable (SENER, 2016).

Con el objetivo de interconectar el sistema aislado de BC con el SIN, se propuso un proyecto de instalación de líneas de transmisión en el cual se contemplen dos alternativas, una en alterna y una en continua.

En el PAMRNT versión 2016, se realiza el análisis técnico y económico de la interconexión contemplando ambas alternativas. La Tabla 4.3 muestra los datos comparativos entre ambas alternativas como resultado de las simulaciones y estudios realizados.

**Tabla 4.3** Comparación entre las alternativas de interconexión BC-SIN

	<b>HVDC</b>	<b>CA</b>
Inversión	890 mdd	1063 mdd
Beneficios totales	1951 mdd	1946 mdd
Relación B/C	2.19	1.83
Flexibilidad operativa	Mayor	Menor
Estabilidad del sistema	Mayor	Menor
Control de voltaje	Mayor	Menor
Control de frecuencia	Igual	Igual
Decremento de pérdidas	Mayor	Menor
Factor de uso de la red	41.4%	43%

El estudio determina a la alternativa en CC como la mejor opción de interconexión, gracias a que la magnitud de transferencias permite un gran control técnico dentro del enlace, además de tener un mayor beneficio económico en comparación con la alternativa en CA.

#### **4.4.4 Enlace Querétaro Potencia- Querétaro Maniobras.**

Como forma de incrementar la capacidad de potencia del enlace, el cual presenta sobrecarga en ciertos momentos del día, Salazar Altamirano (2013) presenta un estudio de tres casos para dar solución al problema.

- Incorporación de una línea adicional en el enlace. (propuesto en POISE 2012-2026)
- Incorporación de tecnología FACTS
- Incorporación de enlace HVDC en paralelo

Se realiza un análisis técnico mediante programas de simulación para cada una de las opciones propuestas. Los resultados muestran una disminución en la cargabilidad del caso base al emplear las diferentes alternativas, tal como muestra la Tabla 4.4.

**Tabla 4.4** Comparación en la disminución de cargabilidad del enlace para las alternativas propuestas

<b>Caso</b>	<b>Línea</b>	<b>Potencia</b>
Base	L1	118%
	L2	109%
Línea Adicional	L1	82%
	L2	76%
FACTS	L1	88%
	L2	88%
HVDC	L1	63%
	L2	58%

De los tres casos contemplados, el autor delibera que la implementación de un sistema HVDC es la mejor solución técnica, logrando la mayor reducción en cargabilidad, además de esto, el comportamiento ante contingencias demuestra que el proyecto proporciona el mejor respaldo en comparación con las otras dos opciones.

#### ***4.4.5 Conexión México-Guatemala***

En 2016, fue realizado un estudio de la situación de compraventa de energía entre México y Centroamérica (Tovar Hernández & Ventura, 2016). Como parte del estudio, se analizan opciones para incrementar las transacciones de energía eléctrica y, mediante una breve descripción de las tecnologías de interconexión, determinan que los enlaces HVDC son la mejor alternativa para interconectar sistemas asimétricos, como es el caso del Sistema Eléctrico Regional y el SEN.

Como caso de estudio, es evaluada una interconexión por medio de una línea HVDC. El estudio considera únicamente los costos asociados, así, cuando se considera el caso de valuación económica más extrema, considerando el periodo de recuperación más bajo (10 años) y a la tasa de interés más alta (20%) el resultado indica que el precio final por transmisión no es en un impedimento para hacer competitivos los precios de energía en México ante los del mercado.

Aun considerando una utilización de la interconexión del 50%, debido a que los precios nodales bajo estudio solo son favorables en el segundo semestre del periodo, el costo de transmisión duplicado continúa siendo favorable para México.

### **4.5 El futuro de los sistemas HVDC en el país**

El juicio obtenido de los sistemas de transmisión HVDC es el de una firme implementación no solo en México sino en el mundo entero, por lo cual no existe incertidumbre sobre si existe futuro de estos sistemas en el país. Mas bien, el análisis se centra en cómo se espera que se produzca la expansión de estos sistemas, la cual, de no ser por los cambios del actual gobierno, posiblemente ya se hubiera implementado.

Si bien el frenado de las energías renovables representa un obstáculo para la expansión de los sistemas HVDC, no merma por completo la idea de poder implementarse y expandirse con éxito en este sexenio. Respaldo por las ventajas frente a la CA, los beneficios de interconexión incrementados y las oportunidades de entrada que se han mencionado, los sistemas HVDC empatan con los ideales del actual presidente. Tal como lo menciona el PPRODESEN 2020, el país requiere recuperar la capacidad en transmisión y

mantener el propósito de cumplir con el compromiso en relación con el cambio climático y reducción de emisiones.

A la par de lo anterior, la política en la transición energética requiere mantener en todo momento para las energías renovables, un balance entre generación eléctrica y su capacidad de conducción, además de un compromiso de protección del medio ambiente y mitigación de cambio climático (SENER, 2020b). Todo esto, como ya se ha mencionado anteriormente, puede ser respaldado con la tecnología HVDC.

Con respecto a la planificación futura de los sistemas HVDC, el PRODESEN 2020 retoma de nueva cuenta una futura instalación de estos, con el proyecto de Interconexión de BC-SIN, esta vez, suprimiendo la instalación de líneas de transmisión para considerar dos sistemas back to back.

Si bien aún no se percibe progreso en la expansión de los sistemas dentro del país, y el PRODESEN en la versión 2020 no ha promovido la tecnología como en años anteriores, existen factores que alientan la idea de incorporarlos en futuros planes de expansión. Ergun y Hertem (2016b) señalan que una planificación en transmisión pretende desarrollar un esquema óptimo para la expansión del sistema de transmisión y debe, en su definición más general, proveer respuesta a cuatro preguntas:

- 1) ¿Dónde invertir?
- 2) ¿Qué tipo de inversión?
- 3) ¿Cuándo invertir?
- 4) ¿Quién va a pagar por la inversión?

#### **4.5.1** *¿Dónde invertir?*

El contestar a esta pregunta implica la existencia de una necesidad de expandir el sistema de transmisión, necesidad que puede ser cubierta tanto con tecnología en CA como en CC. De acuerdo con el PRODESEN (SENER, 2015), “La modernización y ampliación de la infraestructura eléctrica nacional, constituye uno de los objetivos nacionales para impulsar el desarrollo económico del país” poniendo a disposición el PAMRNT, cuyos objetivos son:

- Atender las necesidades de oferta y demanda de energía eléctrica.
- Preservar y mejorar la confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional.
- Reducir los costos del suministro de energía eléctrica.
- Contribuir al cumplimiento de las metas de producción de energía limpia
- Operar con eficiencia energética, minimizando las congestiones en la red de transmisión y las pérdidas de energía eléctrica.

- Incorporar tecnologías de Redes Eléctricas Inteligentes.
- Interconectar el SIN y el sistema aislado de Baja California.
- Interconectar la RNT con Norteamérica y Centroamérica.

Cumplir los objetivos planteados requiere de una continua expansión y modernización de la red de transmisión, lo cual establece la brecha inicial para poder introducir líneas HVDC al país. Antes de la reforma energética, los proyectos de interconexión que se realizaban en el país se encontraban en función de las decisiones, posibilidades tecnológicas y presupuestales de la CFE, lo que podría implicar que se realizaran obras de corto alcance y a un menor ritmo para cubrir las necesidades de expansión de transmisión (SENER, 2015), con esto se puede deducir que en México no solo existe la necesidad de expandir las redes de transmisión, más allá de esto, la necesidad es de importancia prioritaria para poder contrarrestar los rezagos sufridos años atrás.

#### 4.5.2 *¿Qué tipo de inversión?*

Refiere a la decisión de emplear Corriente Alterna o Corriente Continua. Si bien, para muchos proyectos de transmisión en México los objetivos pueden cubrirse por ambos tipos de línea, el elegir los sistemas HVDC ofrece una serie de ventajas adicionales desde una perspectiva multidimensional. Sumado a lo anterior, características propias del proyecto pueden exigir situaciones que solo puedan ser solucionadas física, técnica o económicamente mediante el empleo de sistemas HVDC o bien presentar una enorme diferencia en beneficios frente a la opción en CA. Esto es consistente con los principales proyectos de sistemas HVDC que han sido propuestos en el país:

**Líneas de Transmisión en corriente continua Istmo de Tehuantepec-Valle de México.** Proyecto con el objetivo de integrar la capacidad de energía eléctrica renovable de región de control Oriental y transmitirla a las regiones de mayor demanda de energía eléctrica (SENER, 2016). El proyecto inicialmente contemplado a realizarse con CA fue cambiado a CC al observar los grandes beneficios que se obtenían destacando la reducción en los costos de inversión y aumento en la capacidad de transmisión (SENER, 2015).

**Línea de transmisión Baja California – SIN.** El proyecto fue diseñado con el objetivo de aprovechar la instalación y operación de energía eléctrica diversificada, eficiente y competitiva; mejorar la confiabilidad del sistema de Baja California y profundizar la integración del SEN con Norteamérica (SENER, 2016). La elección de utilizar una línea de transmisión HVDC fue el gran beneficio económico que presentaba debido a la longitud implicada y el respaldo técnico entre el SEN y el sistema eléctrico de Norteamérica.

**Interconexión BCS-SIN.** El proyecto fue diseñado con el propósito de aprovechar la instalación y operación de energía eléctrica diversificada, eficiente y competitiva, así como mejorar la confiabilidad del Sistema de Baja California Sur al integrarse al SIN. La opción

en corriente continua fue elegida para modernizar la red de transmisión con tecnologías emergentes en el país y para facilitar la transmisión submarina (SENER 2016).

### 4.5.3 ¿Cuándo invertir?

Puesto que cada inversión en infraestructura de transmisión modifica el diseño de la red y el flujo de potencia a través del sistema (Ergun & Hertem, 2016b) la tercera pregunta busca definir cuál es el mejor momento en que debe realizarse la inversión.

El país posee grandes oportunidades de inversión en energías renovables, esto incentiva el cumplimiento de los compromisos nacionales e internacionales adquiridos. Como línea de acción para alcanzar los objetivos, es imperante el contar con la infraestructura necesaria y, en este sentido y considerando la urgencia que exige el cambio climático, se resuelve que en el presente e incluso ya desde años atrás sea el momento para la realización de inversiones en transmisión y más aun con tecnología HVDC, la cual puede constituir la columna vertebral del sistema al no solo permitir la integración de energías renovables, sino ayudar a mitigar las alteraciones que estas producen en el sistema eléctrico.

En el cumplimiento de los 17 Objetivos de Desarrollo Sostenible en la Agenda 2030 emitido por las Naciones Unidas y a los que México mantiene compromiso, la promoción en infraestructura de transmisión eléctrica empata con diversas metas de dichos objetivos (Naciones Unidas, 2018):

Objetivo número siete: energía asequible y no contaminante. Con la meta de promover la inversión en infraestructura energética y tecnologías limpias.

Objetivo número nueve: industria, innovación e infraestructura. Cuyas metas incluyen desarrollar infraestructura regional y transfronteriza para apoyar el desarrollo económico y el bienestar humano con acceso asequible y equitativo para todos, la meta de promover una industrialización inclusiva y sostenible, y la meta de modernizar la infraestructura promoviendo la adopción de tecnologías y procesos industriales limpios y ambientalmente racionales.

Objetivo once: ciudades y comunidades sostenibles. Con una de sus metas el de asegurar el acceso a todas las personas a servicios básicos adecuados, seguros y asequibles.

Objetivo doce: producción y consumo responsable. Con una de sus metas el lograr la gestión sostenible y el uso eficiente de los recursos naturales y la eficiencia energética.

Estos objetivos son priorizados en el programa sectorial de energía 2020 – 2024 (SENER, 2020a). De nueva cuenta, el reducido margen de tiempo disponible se vuelve un indicador para denotar que el mejor momento para realizar inversión en transmisión es el ahora.

#### 4.5.4 ¿Quién va a pagar por la inversión?

La cuarta pregunta busca identificar cuáles son las fuentes financieras mediante las cuales puede realizarse una inversión. En México los medios por los cuales puede llevarse a cabo un proyecto de inversión en transmisión son:

**Obra Pública Financiada y Obra de Recurso Propio.** Son proyectos autorizados por la SHCP que CFE consideró en sus programas de expansión en años anteriores a la Reforma Energética, puesto que dichos proyectos fueron evaluados y autorizados, la CFE dispone de los recursos para su realización y se consideran como obras legadas del POISE al PRODESEN (CENACE, 2017).

**Obra Pública Financiada.** Es una modalidad de inversión de los PIDIREGAS (Proyectos de Inversión de Infraestructura Productiva con Registro Diferido en el Gasto Público), en los cuales empresas privadas son encomendadas para ejecutar las obras y realizar las inversiones correspondientes por cuenta y orden de las entidades públicas. El contratista privado consigue el financiamiento exclusivamente durante la etapa de construcción, dejando el financiamiento a largo plazo a la entidad pública contratante una vez que esta recibe la obra terminada (Quesada, 2008).

**Obra de Recurso Propio.** Tal como su nombre indica, refiere a aquellas obras cuyo financiamiento proviene de fondos propios.

**Obra PRODESEN.** Son los proyectos instruidos y enunciativos propuestos por CENACE en los PAMRNT y aprobados por la SENER, quien determinará al transportista en cada proyecto, la formación de asociación o celebración de un contrato para llevar a cabo el proyecto de infraestructura necesaria para prestar el Servicio Público de Transmisión, así como en su caso, los lineamientos generales para su convocatoria (SENER, 2015). Dentro de las modalidades de financiamiento destacan:

**Asociaciones Público-Privadas (APP).** Esquemas de contratación que permiten la participación del sector privado en la provisión y operación de la infraestructura requerida para la prestación de los servicios públicos. También, representa una vía para introducir tecnología e innovación que mejore la calidad y eficiencia de los servicios públicos (SENER, 2015).

**Propuesta No Solicitada.** Aplica como esquema de APP e implica que cuando exista una necesidad de inversión en la infraestructura de la RNT no contemplada por la dependencia de la administración pública federal, los inversionistas privados pueden proponer el desarrollo del proyecto con capital propio (SENER, 2015).

**Proyectos de Prestación de Servicios.** Son contratos a largo plazo en el cual el inversionista diseña, construye, opera, mantiene y financia la infraestructura requerida para complementar el servicio de transmisión (Quesada, 2008).

**Transportista Independiente de Energía.** El inversionista privado financia, construye, opera y posee las instalaciones de transmisión. Requiere de un contrato de largo

plazo, adjudicado por licitación, en el cual al finalizarse la obra se compromete un pago fijo por la capacidad y pagos variables por la calidad u otros parámetros asociados al servicio de transmisión eléctrica (SENER, 2015).

Los recursos financieros para los esquemas anteriores pueden provenir de:

**Banca Comercial.** Los principales bancos comerciales en México ofrecen financiamiento mediante el producto *project finance*, algunas de estas instituciones son: Santander, Citibanamex, Scotiabank, SMBC México, entre otros (EY México, 2018).

**Banca de desarrollo.** La componen entidades de la Administración Pública Federal constituidas con el carácter de sociedades nacionales de crédito. Su objetivo fundamental es el de proveer acceso al ahorro y financiamiento a personas físicas y morales. Las instituciones que destacan por apoyar la financiación en infraestructura de transmisión son el Banco Nacional de Obras y Servicios Públicos (BANOBRAS), Nacional Financiera (NAFIN) y el Banco Nacional del Comercio Exterior (BANCOMEXT).

**Fibras E.** Operan a través de un fideicomiso emisor de certificados bursátiles, los cuales son negociados en la Bolsa Mexicana de Valores. CFE Capital administra desde 2018 una fibra especializada en el sector eléctrico con el objetivo de modernizar la RNT. La fibra, llamada CFE Fibra E, emite Certificados Bursátiles Fiduciarios de Inversión en Energía e Infraestructura (CBFEs) (CFE-Capital, s/f). Mediante este instrumento el fideicomitente contribuye a la Fibra E ya sea a través de la transmisión de acciones o de una contribución en especie, y el patrocinador recibe a cambio efectivo y/o CBEFs así como derechos a recibir en el futuro una proporción mayor del flujo de efectivo de la fibra (EY México, 2018).

En México existen varios medios por los cuales puede realizarse un proyecto de inversión en infraestructura, así mismo los medios por los cuales puede adquirirse financiación también pueden considerarse diversos. La transmisión eléctrica en el país es considerada un negocio rentable y estable (Sígler, 2018) debido a que la demanda eléctrica crece a un ritmo moderado por lo cual el riesgo de inversión es bajo. Se observa que en el país existen los medios financieros adecuados para que un proyecto de transmisión pueda efectuarse.

## 4.6 Conclusiones del capítulo

En este capítulo se analiza la expansión de los sistemas HVDC en México, país que a la fecha no posee ninguna línea de transmisión con esta tecnología operando. La historia de la industria eléctrica en México habla sobre procesos de cambios para adaptación a las nuevas situaciones, se observa una iniciativa para aceptar propuestas en aras del progreso y del beneficio en el desarrollo del país.

La expansión de los sistemas HVDC, en México, tiene barreras que requieren erradicarse para permitir su correcta expansión. Estas barreras afortunadamente no son de tal grado que mermen la idea de un futuro con transmisión HVDC en el país, esto puede respaldarse con el proyecto que en el último PRODESEN ha sido comisionado.

La cuarta transformación dictaminada por el gobierno de AMLO, implicó un gran frenado al desarrollo de la tecnología en el país, sin embargo, los beneficios bajo su función de transmisión e interconexión vuelven a los sistemas algo elemental a incorporarse en la RNT.

El proveer una respuesta acertada a las cuatro preguntas que implican un óptimo plan de expansión, es una clara señal de cual necesario son los sistemas HVDC además de demostrar que se poseen las herramientas necesarias que logren una sostenida expansión en el país.

## Referencias

Acevedo Díaz, J. A., y García-Carmona, A. (2016). Una controversia de la historia de la tecnología para aprender sobre naturaleza de la tecnología: Tesla vs. Edison-La guerra de las corrientes. *Enseñanza de las Ciencias.*, 34(1), 193–209. <https://doi.org/10.5565/rev/ensciencias.1916>

Alassi, A., Bañales, S., Ellabban, O., Adam, G., y MacIver, C. (2019). HVDC Transmission: Technology Review, Market Trends and Future Outlook. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 112, 530–554. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.04.062>

Andersen, A. D. (2014). No Transition Without Transmission: HVDC Electricity Infrastructure as an Enabler for Renewable Energy? *Environmental Innovation and Societal Transitions*, 13, 75–95. <https://doi.org/10.1016/j.eist.2014.09.004>

Anderson, P. L., y Geckil, I. K. (2003). Northeast Blackout Likely to Reduce US Earnings by \$6.4 Billion. En Anderson Economic Group (Working Paper 2003-2). <http://www.andersoneconomicgroup.com/Portals/0/upload/Doc544.pdf>

Andersson, G., Donalek, P., Farmer, R., Hatziargyriou, N., Kamwa, I., Kundur, P., Martins, N., Paserba, J., Pourbeik, P., Sanchez-Gasca, J., Schulz, R., Stankovic, A., Taylor, C., y Vittal, V. (2005). Causes of the 2003 Major Grid Blackouts in North America and Europe, and Recommended Means to Improve System Dynamic Performance. *IEEE Transactions on Power Systems*, 20(4), 1922–1928. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2005.857942>

Andersson, G., y Hyttinen, M. (2015). Skagerrak The Next Generation - HVDC and Power Electronic Technology System Development and Economics [sesión de conferencia]. Symposium Lund – 2015, Suecia. [https://library.e.abb.com/public/59091e6efb69419dbe1ff4a6f9adac4e/Skagerrak The Next Generation.pdf](https://library.e.abb.com/public/59091e6efb69419dbe1ff4a6f9adac4e/Skagerrak%20The%20Next%20Generation.pdf)

Ardelean, M., y Minnebo, P. (2015). HVDC submarine power cables in the world : state-of-the-art knowledge (Reporte técnico EUR 27527 EN). <https://doi.org/10.2790/023689>

Ardelean, M., y Minnebo, P. (2017). A China-EU Electricity Transmission Link: Assessment of Potential Connecting Countries and Routes (Reporte EUR 29098 EN). <https://doi.org/10.2760/67516>

Armani, G. V, Benato, R., Di, C., Lorenzoni, A., Rebolini, M., Renaud, F., y Terna, S. (2008). Application of Multi-Criteria Methodology for Planning an Electric Transmission Line [sesión de conferencia]. CIGRE Session 2008, París.

Arrillaga, J. (1998). High Voltage Direct Current Transmission (2a ed.). The Institution of Engineering and Technology. <https://doi.org/10.1049/PBPO029E>

Arrillaga, J., Liu, Y. H., y Watson, N. R. (2007). Flexible Power Transmission: The HVDC Options. John Wiley & Sons. <https://doi.org/10.1002/9780470511862>

Asea Brown Boveri. (2004). Murraylink HVDC Light Interconnection Victoria - South Australia (ID PT200422EN) [folleto]. <https://search.abb.com/library/Download.aspx?DocumentID=PT200422EN&LanguageCode=en&DocumentPartId=&Action=Launch>

Asea Brown Boveri. (2006). The early HVDC development: The key challenge in the HVDC technique (08M0064) [folleto]. <https://search.abb.com/library/Download.aspx?DocumentID=08M0064&LanguageCode=en&DocumentPartId=&Action=Launch>

Asea Brown Boveri. (2009). Caprivi Link Interconnector A Step Further in HVDC Light Technology [presentación]. Reunión IEEE Power & Energy Society 2009. <https://site.ieee.org/pes-hvdcfacts/files/2019/04/CapriviLinkPES09.pdf>

Asea Brown Boveri. (2013a). It's Time to Connect: Technical Description of HVDC Light Technology (ID POW-0038) [folleto]. <https://search.abb.com/library/Download.aspx?DocumentID=POW-0038&LanguageCode=en&DocumentPartId=&Action=Launch&DocumentRevisionId=G>

Asea Brown Boveri. (2013b). The Complete Story About the Pacific Intertie HVDC Link – up Until 2013(9AKK105713A7845) [caso de estudio]. <https://search.abb.com/library/Download.aspx?DocumentID=9AKK105713A7845&LanguageCode=en&DocumentPartId=&Action=Launch>

Asea Brown Boveri. (2014a). 60 years of HVDC. ABB Review, Special Report. [https://library.e.abb.com/public/aff841e25d8986b5c1257d380045703f/140818\\_ABB\\_SR\\_60\\_years\\_of\\_HVDC\\_72dpi.pdf](https://library.e.abb.com/public/aff841e25d8986b5c1257d380045703f/140818_ABB_SR_60_years_of_HVDC_72dpi.pdf)

Asea Brown Boveri. (2014b, 16 de diciembre). ABB and Hitachi to Form Strategic Power Grid Partnership for HVDC in Japan [comunicado de prensa]. <https://new.abb.com/news/detail/13796/abb-and-hitachi-to-form-strategic-power-grid-partnership-for-hvdc-in-japan>

Asea Brown Boveri. (2015a). Cahora Bassa Apollo (ID POW0055) [folleto]. <https://search.abb.com/library/Download.aspx?DocumentID=POW0055&LanguageCode=en&DocumentPartId=&Action=Launch>

Asea Brown Boveri. (2015b). Introducing HVDC (ID POW0078) [folleto]. <https://search.abb.com/library/Download.aspx?DocumentID=POW0078&LanguageCode=en&DocumentPartId=&Action=Launch>

Asea Brown Boveri. (2016, 8 de julio). ABB completes HVDC system upgrade, delivering clean, reliable hydropower from Canada to US [comunicado de prensa]. <https://new.abb.com/news/detail/45877/abb-completes-hvdc-system-upgrade-delivering-clean-reliable-hydropower-from-canada-to-us>

Asea Brown Boveri. (2017a, 7 de diciembre). ABB achieves breakthrough with world's most powerful HVDC transformer [comunicado de prensa]. <https://new.abb.com/news/detail/2718/ABB-achieves-breakthrough-with-worlds-most-powerful-hvdc-transformer>

Asea Brown Boveri. (2017b). Medium Voltage Direct Current Applications [guía técnica]. Technical Application Papers, 24. <http://search-ext.abb.com/library/Download.aspx?DocumentID=1VCP000681&LanguageCode=en&DocumentPartId=&Action=Launch>

Asea Brown Boveri. (2018, 27 de marzo). ABB Wins \$30 Million Order to Upgrade Two Critical Australian HVDC Links [comunicado de prensa]. <https://new.abb.com/news/detail/3864/abb-wins-30-million-order-to-upgrade-two-critical-australian-hvdc-links>

Asea Brown Boveri. (2019). North-East Agra: Connecting remote generation (ID POW0071) [folleto]. <https://search.abb.com/library/Download.aspx?DocumentID=POW0071&LanguageCode=en&DocumentPartId=&Action=Launch>

Asplund, G., y Carlsson, L. (2008). HVDC: ABB, de pionero a líder mundial. *Revista ABB*, 4, 59–64. <https://search.abb.com/library/Download.aspx?DocumentID=9AKK104295D3597&LanguageCode=es&DocumentPartId=&Action=Launch>

Bahrman, M., y Johnson, B. (2007). The ABCs of HVDC Transmission Technologies. *IEEE Power and Energy Magazine*, 5(2), 32–44. <https://doi.org/10.1109/MPAE.2007.329194>

Behraves, V., y Abbaspour, N. (2012). New Comparison of HVDC and HVAC Transmission system. *International Journal of Engineering Innovation & Research*, 1(3), 300–304. [https://ijeir.org/administrator/components/com\\_jresearch/files/publications/IJEIR-183.pdf](https://ijeir.org/administrator/components/com_jresearch/files/publications/IJEIR-183.pdf)

Bharat Heavy Electricals. (s/f). HVDC Transmission Systems. Recuperado el 6 de octubre de 2020, de [http://www.bhel.com/product\\_services/tranmission/hvdc/hvdc.htm](http://www.bhel.com/product_services/tranmission/hvdc/hvdc.htm)

Brand, L., de Silva, R., Bebbington, E., y Kalyan, C. (2014). Grid West Project HVDC Technology Review (reporte JA4846). PSC. <http://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/Grid-West-HVDC-Technology-Review-Report-PSC.pdf>

Brokering, W., Palma, R., y Vargas, L. (2008). *Ñom Lufke (El Rayo Domado) o Los Sistemas Eléctricos de Potencia*. Pearson Educación.

Buigues, G., Valverde, V., Etxegarai, A., Eguía, P., y Torres, E. (2017). Present and Future Multiterminal HVDC Systems: Current Status and Forthcoming Developments. *Renewable Energy and Power Quality Journal*, 1(15), 83–88. <https://doi.org/10.24084/repqj15.223>

Byggeth, M., Johannesson, K., Liljegren, C., y Axelsson, U. (2000). Gotland HVDC Light - The World's First Commercial Extruded HVDC Cable System [sesión de conferencia]. CIGRE Session 2000, París.

Calverley, T. E., Gavrilovic, A., Last, F. H., y Mott, C. W. (1968). The Kingsnorth-Beddington-Willesden D.C. Link [sesión de conferencia]. CIGRE International Conference on Large High Tension Electric Systems, París.

Centro Nacional de Control de Energía. 2015. Programa de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión y Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista 2015-2029. [https://www.cenace.gob.mx/Docs/10\\_PLANEACION/ProgramasAyM/Programa%20de%20Ampliacion%20y%20Modernizacion%20de%20la%20RNT%20y%20RGD%202015-2029.pdf](https://www.cenace.gob.mx/Docs/10_PLANEACION/ProgramasAyM/Programa%20de%20Ampliacion%20y%20Modernizacion%20de%20la%20RNT%20y%20RGD%202015-2029.pdf)

Centro Nacional de Control de Energía. 2016. Programa de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión y Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista 2016-2030. [https://www.cenace.gob.mx/Docs/10\\_PLANEACION/ProgramasAyM/Programa%20de%20Ampliacion%20y%20Modernizacion%20de%20la%20RNT%20y%20RGD%202016-2030.pdf](https://www.cenace.gob.mx/Docs/10_PLANEACION/ProgramasAyM/Programa%20de%20Ampliacion%20y%20Modernizacion%20de%20la%20RNT%20y%20RGD%202016-2030.pdf)

Centro Nacional de Control de Energía. 2017. Programa de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión y Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista 2017-2031. [https://www.cenace.gob.mx/Docs/10\\_PLANEACION/ProgramasAyM/Programa%20de%20Ampliacion%20y%20Modernizacion%20de%20la%20RNT%20y%20RGD%202017-2031.pdf](https://www.cenace.gob.mx/Docs/10_PLANEACION/ProgramasAyM/Programa%20de%20Ampliacion%20y%20Modernizacion%20de%20la%20RNT%20y%20RGD%202017-2031.pdf)

Comisión Federal de Electricidad. (s/fa). *Nuestra Empresa: Historia de la CFE*. Recuperado el 19 de enero de 2021, de <https://www.cfe.mx/nuestraempresa/Pages/historia.aspx>

CFE-Capital. (s/f). CFE Fibra E . Recuperado el 18 de enero de 2021, de <http://cfecapital.com.mx/cfe-fibra-e/>

CIGRE JWG B2/B4/C1.17. (2009). Impacts of HVDC Lines on the Economics of HVDC Projects (Technical Brochure 388). Conseil International des Grands Réseaux Electriques.

CIGRE JWG C4/B4/C1-604. (2013). Influence of Embedded HVDC Transmission on System Security and AC Network Performance (Technical Brochure 536). Conseil International des Grands Réseaux Electriques.

CIGRE WG 14.20. (2001). Economic Assessment of HVDC Links (Technical Brochure 186). Conseil International des Grands Réseaux Electriques.

CIGRE WG B2.41. (2014). Guide to the Conversion of Existing AC Lines to DC Operation (Technical Brochure 583). Conseil International des Grands Réseaux Electriques.

CIGRE WG B4.52. (2013). HVDC Grid Feasibility Study (Technical Brochure 533). Conseil International des Grands Réseaux Electriques.

Cole, S., Van Hertem, D., Pardon, I., y Belmans, R. (2007). Randstad HVDC: A Case Study of VSC HVDC Bulk Power Transmission in a Meshed Grid [sesión de conferencia]. Proceedings of Security and Reliability of Electric Power Systems, Tallinn, Estonia.

Comisión Federal de Electricidad. (s/f). Nuestra Empresa: Historia de la CFE. Recuperado el 19 de enero de 2021, de <https://www.cfe.mx/nuestraempresa/Pages/historia.aspx>

Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático. (2018, 2 de enero). La interconexión energética mundial es un proyecto ambicioso para conseguir los objetivos del Acuerdo de París [comunicado de prensa]. <https://unfccc.int/es/news/la-interconexion-energetica-mundial-es-un-proyecto-ambicioso-para-conseguir-los-objetivos-del>

de la Garza Toledo, E., Melgoza, J., de la Garza, L., Laviada, E., Trujillo, M., Sanchez, V., Corral, R., Amezcua, H., Reyes A., R., y Graco, R. (1994). Historia de la Industria eléctrica en México, Tomo I. Universidad Autónoma Metropolitana.

Electric Power Research Institute. (2008). EPRI HVDC Reference Book: Overhead Lines for HVDC Transmission: Electrical Performance of HVDC Transmission Lines. EPRI.

Elizalde-Baltierra, A., Sasse, D., Zeferino-Abundis, Y., Quiroz-Juarez, C., Lopez-Satow, E., Beltran-Mora, H., y Crisostomo-Ramirez, D. (2010). Use of Renewable Energy in the Electric Power Generation Sector in Mexico: Political, Regulatory, Economic and Technical Issues from 1965 to 2018 [sesión de conferencia]. 21st World Energy Congress (WEC), Montreal, Canadá. <https://www.osti.gov/etdeweb/servlets/purl/21397676>

Energía a debate. (2019, noviembre 1). *La electricidad no puede estar en manos privadas: Bartlett*. <https://www.energiaadebate.com/electricidad/la-electricidad-no-puede-estar-en-manos-privadas-bartlett/>

Energy Transitions Commission. (2017). Better Energy, Greater Prosperity: Achievable pathways to low-carbon energy systems. [https://www.energy-transitions.org/wp-content/uploads/2020/07/BetterEnergy\\_fullReport\\_DIGITAL.pdf](https://www.energy-transitions.org/wp-content/uploads/2020/07/BetterEnergy_fullReport_DIGITAL.pdf)

Erdinç, O., y Paterakis, N. G. (2015). Overview of Insular Power Systems: Challenges and Opportunities. En J. P. S. Catalão (Ed.), Smart and Sustainable Power Systems: Operations, Planning, and Economics of Insular Electricity Grids (pp. 1–34). CRC Press. <https://doi.org/10.1201/b18605>

Ergun, H., y Hertem, D. (2016a). Comparison of HVAC and HVDC Technologies. En D. Hertem, O. Gomis-Bellmunt, y J. Liang (Eds.), HVDC Grids: For Offshore and

Supergrid of the Future (pp. 79–96). John Wiley & Sons. <https://doi.org/10.1002/9781119115243.ch4>

Ergun, H., y Hertem, D. (2016b). HVDC Grid Planning. En D. Hertem, O. Gomis-Bellmunt, y J. Liang (Eds.), HVDC Grids: For Offshore and Supergrid of the Future (pp. 143–170). John Wiley & Sons. <https://doi.org/10.1002/9781119115243.ch7>

Eriksson, K. (2002). HVDC Light and Development of Voltage Source Converters [sesión de conferencia]. IEEE PES Transmission & Distribution 2002 Latin American Conference, São Paulo, Brasil. [https://library.e.abb.com/public/1f9325bfc027ca6dc1256fda004c8cbb/HVDC\\_Light\\_and\\_development\\_of\\_VSC.pdf](https://library.e.abb.com/public/1f9325bfc027ca6dc1256fda004c8cbb/HVDC_Light_and_development_of_VSC.pdf)

Ernst & Young México. (2018). Oportunidades de Inversión Crecientes Nueva Era de la Energía en México De Fundamentos Institucionales al Enfoque Eléctrico (p. 102). Ministerio Federal de Economía y Energía de Alemania (BMWi) y Secretaría de Energía de México (SENER). [https://www.energypartnership.mx/fileadmin/user\\_upload/mexico/media\\_elements/reports/NuevaEraEnergiaMexico\\_ESP.pdf](https://www.energypartnership.mx/fileadmin/user_upload/mexico/media_elements/reports/NuevaEraEnergiaMexico_ESP.pdf)

Ernst & Young. (2019). Renewable Energy Country Attractiveness Index: May 2019. [https://assets.ey.com/content/dam/ey-sites/ey-com/es\\_mx/topics/power-and-utilities/ey-recal-index-53-scores-ladder.pdf](https://assets.ey.com/content/dam/ey-sites/ey-com/es_mx/topics/power-and-utilities/ey-recal-index-53-scores-ladder.pdf)

Ernst & Young. (2020). Renewable Energy Country Attractiveness Index: May 2020. [https://assets.ey.com/content/dam/ey-sites/ey-com/en\\_gl/topics/power-and-utilities/ey-recal-56-country-index.pdf](https://assets.ey.com/content/dam/ey-sites/ey-com/en_gl/topics/power-and-utilities/ey-recal-56-country-index.pdf)

European Network of Transmission System Operators for Electricity. (2011). Offshore Transmission Technology. [https://www.entsoe.eu/fileadmin/user\\_upload/\\_library/publications/entsoe/SDC/European\\_offshore\\_grid\\_-\\_Offshore\\_Technology\\_-\\_FINALversion.pdf](https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/publications/entsoe/SDC/European_offshore_grid_-_Offshore_Technology_-_FINALversion.pdf)

European Network of Transmission System Operators for Electricity. (2018). 2d ENTSO-E Guideline For Cost Benefit Analysis (CBA) of Grid Development Projects. <https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/tyndp-documents/Cost%20Benefit%20Analysis/2018-10-11-tyndp-cba-20.pdf>

Figueroa-Acevedo, L., Czahor, M. S., y Jahn, D. E. (2015). A comparison of the technological, economic, public policy, and environmental factors of HVDC and HVAC interregional transmission. AIMS Energy, 3(1), 144–161. <https://doi.org/10.3934/energy.2015.1.144>

Flaherty, N. (2019, 29 de julio). Suppliers for the World's Longest Undersea HVDC Power Cable. eeNews. <https://www.eenewspower.com/news/suppliers-chosen-worlds-longest-undersea-hvdc-power-cable>

Font, A., Ilhan, S., Ismailoglu, H., Cortes, F. E., y Ozdemir, A. (2018). Design and Technical Analysis of 500-600 kV HVDC Transmission System for Turkey [sesión de conferencia]. 2017 10th International Conference on Electrical and Electronics Engineering (ELECO), Bursa, Turkey.

García, K. (2019a, febrero 5). *Cancelación de subastas eléctricas no afectará los contratos vigentes: AMLO*. <https://www.eleconomista.com.mx/empresas/Cancelacion-de-subastas-electricas-no-afectara-los-contratos-vigentes-AMLO-20190205-0042.html>

García, K. (2019b, febrero 5). *Suspensión de líneas eléctricas pega a renovables*. <https://www.eleconomista.com.mx/empresas/Suspension-de-lineas-electricas-pega-a-renovables-20190205-0016.html>

Garnica, M. Á. (2018, septiembre 30). El día que la energía eléctrica pasó a manos de mexicanos. <https://www.eluniversal.com.mx/mochilazo-en-el-tiempo/el-dia-que-la-energia-electrica-paso-manos-de-mexicanos#>

General Electric. (2016). High Voltage Direct Current Systems [folleto]. [https://www.gegridsolutions.com/products/brochures/powerd\\_vtf/hvdc-systems\\_gea-31971\\_lr.pdf](https://www.gegridsolutions.com/products/brochures/powerd_vtf/hvdc-systems_gea-31971_lr.pdf)

General Electric. (2019a). eLumina: Control System for HVDC Schemes [folleto]. <https://resources.gegridsolutions.com/hvdc/hvdc-elumina-brochure>

General Electric. (2019b). HVDC Valves: Power Electronics for HVDC Schemes [folleto]. [https://www.gegridsolutions.com/products/brochures/powerd\\_vtf/hvdc-valves-brochure-en.pdf](https://www.gegridsolutions.com/products/brochures/powerd_vtf/hvdc-valves-brochure-en.pdf)

Glover, J. D., y Sarma, M. S. (2003). *Sistemas de Potencia: Análisis y Diseño* (3a ed.). International Thomson Editores.

Gole, A. M., Verdolin, R., y Kuffel, E. (1995). Firing Angle Modulation for Eliminating Transformer DC Currents in Coupled AC-DC Systems. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 10(4), 2040–2047. <https://doi.org/10.1109/61.473345>

Gönen, T. (2014). *Electrical Power Transmission System Engineering: Analysis and Design* (3a ed.). CRC Press. <https://doi.org/10.1201/b17055>

González, M., y Quilumba, F. (2016). Incorporación de dispositivos FACTS y transmisión HVDC en el cálculo de flujos de potencia. *Jornadas en Ing. Eléctrica Y Electrónica, Epn*, 109–120. <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/17183>

Grainger, J. J., y Stevenson, W. D. (1996). *Análisis de sistemas de potencia*. McGraw-Hill.

Gul, M., Tai, N., Huang, W., Nadeem, M. H., Ahmad, M., y Yu, M. (2019). Technical and Economic Assessment of VSC-HVDC Transmission Model: A Case Study of South-

Western Region in Pakistan. *Electronics*, 8(11), 1305.  
<https://doi.org/10.3390/electronics8111305>

Gutiérrez, J., y Frau, J. I. (2005). Transporte de energía eléctrica en Corriente Continua: HVDC. *Automática e instrumentación*, 361, 72–84.

Härtel, P., Vrana, T. K., Hennig, T., von Bonin, M., Wiggelinkhuizen, E. J., y Nieuwenhout, F. D. J. (2017). Review of Investment Model Cost Parameters for VSC HVDC Transmission Infrastructure. *Electric Power Systems Research*, 151, 419–431.  
<https://doi.org/10.1016/j.epsr.2017.06.008>

Healy, J., y Martin, S. (2015, 3 de noviembre). GE Completes Acquisition of Alstom Power and Grid Businesses [comunicado de prensa]. <https://www.ge.com/news/press-releases/ge-completes-acquisition-alstom-power-and-grid-businesses>

Herre, L., Wouters, P., Steennis, F., y de Graaff, R. (2016). On the Electromagnetic Coupling of AC and DC Circuits on Hybrid Transmission Towers [sesión de conferencia]. 2016 IEEE International Energy Conference (ENERGYCON), Leuven, Bélgica.  
<https://doi.org/10.1109/ENERGYCON.2016.7514143>

Heyman, O., Weimers, L., y Bohl, M. (2010). HVDC – A key solution in future transmission systems [sesión de conferencia]. 21st World Energy Congress (WEC), Montreal, Canadá. <https://www.osti.gov/etdeweb/biblio/21390240>

Hu, J. J., y Bisewski, B. (2011). Evaluation of Coupling Between DC and AC Transmission Lines on the Same Right-of-Way: Parametric Analysis and Mitigation Methods [sesión de conferencia]. Minnesota Power Systems Conference. MIPSYCON 2011, USA.  
<https://www.cce.umn.edu/documents/cpe-conferences/mipsycon-papers/2011/evaluationofcouplingeffectbetweendcandactransmissioninrunningonthesamerightofway.pdf>

Hur, D. (2012). Economic Considerations Underlying the Adoption of HVDC and HVAC for the Connection of an Offshore Wind Farm in Korea. *Journal of Electrical Engineering and Technology*, 7(2), 157–162. <https://doi.org/10.5370/JEET.2012.7.2.157>

Institute of Electrical and Electronics Engineers. (1991). IEEE Recommended Practice for Determination of Power Losses in High Voltage Direct-Current (HVDC) Converter Stations (Std 1158-1991). <https://doi.org/10.1109/IEEESTD.1992.101093>

Institute of Electrical and Electronics Engineers. (2000). The Authoritative Dictionary of IEEE Standards Terms, Seventh Edition (Std. 100-2000). <https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2000.322230>

ICF. (2018). *Assessing HVDC Transmission for Impacts of Non - Dispatchable Generation* (Reporte final). <https://www.eia.gov/analysis/studies/electricity/hvdctransmission/>

Institute of Electrical and Electronics Engineers. (2005). Industry news - News to use new electric power developments. *IEEE Power and Energy Magazine*, 3(4), 76–76. <https://doi.org/10.1109/MPAE.2005.1458237>

Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático. (2015). Compromisos de Mitigación y Adaptación ante el Cambio Climático para el Periodo 2020-2030. [https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/39248/2015\\_indc\\_esp.pdf](https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/39248/2015_indc_esp.pdf)

International Commission on Non-Ionizing Radiation Protection. (2010). Guidelines for Limiting Exposure to Time-Varying Electric and Magnetic Fields (1 Hz - 100 kHz). *Health Physics*, 99(6), 818–836. <https://www.icnirp.org/cms/upload/publications/ICNIRPLFgdl.pdf>

International Electrotechnical Commission. (2014). Electromagnetic Performance of High Voltage Direct Current (HVDC) Overhead Transmission Lines (Reporte técnico 62681:2014)

Jaramillo, G. A., y Alvarado, A. A. (1997). *Electricidad y magnetismo*. Trillas

Jiang-Hafner, Y., Duchon, H., Karlsson, M., Ronstrom, L., y Abrahamsson, B. (2008). HVDC with Voltage Source Converters - A Powerful Standby Black Start Facility [sesión de conferencia]. 2008 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition, Chicago, IL, USA. <https://doi.org/10.1109/TDC.2008.4517039>

Jovic, D. (2019). *High Voltage Direct Current Transmission: Converters, Systems and DC Grids* (2a ed.). John Wiley & Sons. <https://doi.org/10.1002/9781119566632>

Kamakshaiyah, S., y Kamaraju, V. (2011). *HVDC Transmission*. Tata McGraw Hill Education.

Kiessling, F., Nefzger, P., Nolasco, J. F., y Kaintzyk, U. (2003). *Overhead Power Lines: Planning, Design, Construction*. Springer.

Kim, C.-K., Sood, V. K., Jang, G.-S., Lim, S.-J., y Lee, S.-J. (2009). *HVDC Transmission: Power Conversion Applications in Power Systems*. John Wiley & Sons. <https://doi.org/10.1002/9780470822975>

Kimbark, E. (1971). *Direct Current Transmission, Volume I*. Wiley-Interscience.

Kizilcay, M., Agdemir, A., y Losing, M. (2009). Interaction of a HVDC System with 400kV AC systems on the same tower [sesión de conferencia]. International Conference on Power Systems Transients 2009 (IPST 2009), Kyoto, Japón. [https://www.ipstconf.org/papers/Proc\\_IPST2009/09IPST056.pdf](https://www.ipstconf.org/papers/Proc_IPST2009/09IPST056.pdf)

Koldby, E., y Hyttinen, M. (2009). Challenges on the Road to an Offshore HVDC Grid [sesión de conferencia]. Nordic Wind Power Conference 2009, Bornholm, Dinamarca. [https://library.e.abb.com/public/9b9b3bb9fe0720b9c125766400475203/Challenges\\_on\\_the\\_road\\_to\\_an\\_offshore\\_HVDC\\_grid.pdf](https://library.e.abb.com/public/9b9b3bb9fe0720b9c125766400475203/Challenges_on_the_road_to_an_offshore_HVDC_grid.pdf)

Kuffel, E., Zaengl, W. S., y Kuffel, J. (2000). High Voltage Engineering: Fundamentals (2a ed.). Newnes. <https://doi.org/10.1016/B978-0-7506-3634-6.X5000-X>

Kundur, P., Paserba, J., Ajarapu, V., Andersson, G., Bose, A., Canizares, C., Hatziargyriou, N., Hill, D., Stankovic, A., Taylor, C., Van Cutsem, T., y Vittal, V. (2004). Definition and Classification of Power System Stability IEEE/CIGRE Joint Task Force on Stability Terms and Definitions. IEEE Transactions on Power Systems, 19(3), 1387–1401. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2004.825981>

Larruskain, D. M., Zamora, I., Abarrategui, O., Iraolagoitia, A., Gutiérrez, M. D., Loroño, E., y de la Bodega, F. (2006). Power Transmission Capacity Upgrade of Overhead Lines. Renewable Energy & Power Quality Journal, 1(4), 221–227. <https://doi.org/10.24084/repqj04.296>

Larruskain, D. M., Zamora, I., Mazón, A. J., Abarrategui, O., y Monasterio, J. (2005). Transmission and Distribution Networks : AC versus DC. Egyptian Solar Research Center. [http://www.solarec-egypt.com/resources/Larruskain\\_HVAC\\_to\\_HVDC.pdf](http://www.solarec-egypt.com/resources/Larruskain_HVAC_to_HVDC.pdf)

Li, Q., Yang, H., Yang, F., Yao, D., Zhang, G., Ran, J., y Gao, B. (2018). Calculation of Hybrid Ionized Field of AC/DC Transmission Lines by the Meshless Local Petorv– Galerkin Method. Energies, 11(6), 1521. <https://doi.org/10.3390/en11061521>

Lips, H. P. (1998). Technology Trends for HVDC Thyristor Valves [sesión de conferencia]. POWERCON '98. 1998 International Conference on Power System Technology. Proceedings (Cat. No.98EX151), Beijing, China. <https://doi.org/10.1109/ICPST.1998.729004>

Liu, Z. (2016). Global Energy Interconnection. Elsevier. <https://doi.org/10.1016/C2015-0-01255-2>

Loredo, D. (2019, febrero 22). *Decir que habrá apagones por cancelación de subasta es terrorismo eléctrico: Bartlett*. <https://www.elfinanciero.com.mx/economia/mi-prioridad-numero-uno-es-rescatar-a-la-cfe-bartlett>

Maruvada, P. S. (2000). Corona Performance of High-Voltage Transmission Lines. Research Studies Press.

Mitsubishi Electric. (2018, 13 de noviembre). Mitsubishi Electric comenzará a operar una instalación para la verificación de Corriente Continua de alta tensión [comunicado de prensa]. <https://emea.mitsubishielectric.com/es/news-events/releases/global/2018/1113-a/index.html>

Naciones Unidas. (2018). La Agenda 2030 y los Objetivos de Desarrollo Sostenible: una oportunidad para América Latina y el Caribe (LC/G.2681-P/Rev.3) [publicación]. [https://repositorio.cepal.org/bitstream/handle/11362/40155/24/S1801141\\_es.pdf](https://repositorio.cepal.org/bitstream/handle/11362/40155/24/S1801141_es.pdf)

National Grid Electric System Operator. (2015). Appendix E: Electricity Ten Year Statement. <https://www.nationalgrideso.com/document/47036/download>

Nexans. (2010, 27 de julio). Nexans completa con éxito las pruebas del primer sistema superconductor de transmisión de energía HVDC del mundo [comunicado de prensa]. [https://www.nexans.es/eservice/Spain-es\\_ES/navigatepub\\_151256\\_-26633\\_269\\_40\\_2363/Nexans\\_completa\\_con\\_exito\\_las\\_pruebas\\_del\\_primer\\_s.html](https://www.nexans.es/eservice/Spain-es_ES/navigatepub_151256_-26633_269_40_2363/Nexans_completa_con_exito_las_pruebas_del_primer_s.html)

Nishioka, A., Alvarez, F., y Omori, T. (2020). Global Rise of HVDC and Its Background. *Hitachi Review*, 69(4), 50–55. [http://www.hitachi.com/rev/archive/2020/r2020\\_04/gir/index.html](http://www.hitachi.com/rev/archive/2020/r2020_04/gir/index.html)

NKT. (s/fa). High Voltage Offshore Cables. Recuperado el 6 de octubre de 2020, de <https://www.nkt.com/products-solutions/high-voltage-cable-solutions/high-voltage-offshore-solutions>

NKT. (s/fb). NKT Corridor projects, Germany. Recuperado el 7 de octubre de 2020, de <https://www.nkt.com/references/corridor-projects-germany>

Nolasco, J. F., Jardini, J. A., y Ribeiro, E. (2017). Electrical Design. En K. O. Papailiou (Ed.), *Overhead Lines* (pp. 47–190). Springer International Publishing. [https://doi.org/10.1007/978-3-319-31747-2\\_4](https://doi.org/10.1007/978-3-319-31747-2_4)

NOTIMEX. (2019, abril 14). *México, el país con mayor potencial para invertir en energía solar: empresas*. <https://www.elfinanciero.com.mx/empresas/mexico-el-pais-con-mayor-potencial-para-invertir-en-energia-solar-empresas>

Okba, M. H., Saied, M. H., Mostafa, M. Z., y Abdel- Moneim, T. M. (2012). High voltage direct current transmission - A review, part I. 2012 IEEE Energytech, 1, 1–7. <https://doi.org/10.1109/EnergyTech.2012.6304650>

Olivo Miranda, M. (2015). Las Empresas Productivas del Estado, Análisis de su Régimen Jurídico y Comparativo con las Sociedades Anónimas. *Amicus Curiae*, 1(3), 69–99. <http://www.revistas.unam.mx/index.php/amicus/article/view/49629>

Padilla Rodríguez, V. (2016). Industria eléctrica en México: tensión entre el Estado y el mercado. *Problemas del Desarrollo*, 47(185), 33–55. <http://www.scielo.org.mx/pdf/prode/v47n185/0301-7036-prode-47-185-00033.pdf>

Padiyar, K. R. (1991). *HVDC Power Transmission Systems: Technology and System Interactions*. New Age International.

Palma, R., Matus, M., Torres, R., Benavides, C., Sierra, E., Sepúlveda, R., y Riquelme, F. (2019). Concepto de Flexibilidad en el Sistema Eléctrico Nacional [informe]. Centro de Energía FCFM Universidad de Chile. [https://energia.gob.cl/sites/default/files/2019\\_acera\\_estudio\\_flexibilidad.pdf](https://energia.gob.cl/sites/default/files/2019_acera_estudio_flexibilidad.pdf)

Pang, H., Tang, G., y He, Z. (2008). Evaluation of Losses in VSC-HVDC Transmission System [sesión de conferencia]. 2008 IEEE Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, Pittsburgh, PA, USA. <https://doi.org/10.1109/PES.2008.4596740>

Patterson, W. A. (1977). The Eel River HVDC Scheme - a 320 MW Asynchronous Interconnection Between the New Brunswick Electric Power Commission and Hydro-Quebec Employing Thyristor Valves. *Canadian Electrical Engineering Journal*, 2(1), 9–16. <https://doi.org/10.1109/CEEJ.1977.6592831>

Peake, O. (2010). The History of High Voltage Direct Current Transmission. *Australian Journal of Multi-Disciplinary Engineering*, 8, 47–55. <https://doi.org/10.1080/14488388.2010.11464824>

Praça, A., Arakaki, H., Alves, S. R., Eriksson, K., Graham, J., y Bileedt, G. (1996). Itaipu HVDC Transmission System 10 Years Operational Experience [sesión de conferencia]. V SEPOPE: Symposium of specialists in electric operational and expansion planning, Recife, Brasil.

Quesada, G. (2008). PIAPEM: Experiencia mexicana en Asociaciones Público-Privadas para el desarrollo de Infraestructura y la provisión de servicios públicos. 1–147. <https://piappem.org/file.php?id=295>

Rendina, R., Guarniere, M. R., Niccolai, R., Pazienza, G., Gualano, A., Malgarotti, S., Danelli, A., Jansson, B., Alvarez, F., Lovison, W., Persico, A., Orini, A., Bocchi, F., Aleo, S., y Curtotti, G. (2012). The Realization and Commissioning of the  $\pm 500$  kV 1000 MW HVDC Link Sardinia Island - Italian Peninsula (SAPEI) [sesión de conferencia]. CIGRE Session 2012, París.

Retzmann, D., y Uecker, K. (2007). Benefits of HVDC & FACTS for Sustainability and Security of Power Supply [sesión de conferencia]. PowerAfrica Conference and Exposition, Johannesburg, Sudáfrica. [https://www.ptd.siemens.de/Power\\_Africa\\_Paper.pdf](https://www.ptd.siemens.de/Power_Africa_Paper.pdf)

Romeis, C., Schindler, J., Jaeger, J., Luther, M., Steckler, K., y Keil, T. (2015). Induced Voltages on HVDC Systems by HVAC Systems at the Same Support Structure due to Capacitive and Inductive Coupling [sesión de conferencia]. 11th IET International Conference on AC and DC Power Transmission Birmingham, UK. <https://doi.org/10.1049/cp.2015.0019>

Rudervall, R., Charpentier, J. P., y Sharma, R. (2000). High Voltage Direct Current (HVDC) Transmission Systems Technology Review Paper [sesión de conferencia]. Energy Week 2000, Washington D.C, USA. <http://large.stanford.edu/courses/2010/ph240/hamerly1/docs/energyweek00.pdf>

Salazar Altamirano, M., (2013). Alternativas de solución para el incremento de cargabilidad en líneas de transmisión del sistema eléctrico nacional [tesis de maestría, Universidad Nacional Autónoma de México]. Repositorio de la Dirección General de Bibliotecas y Servicios Digitales de Información. <https://repositorio.unam.mx/contenidos/74105>

Schindler, J., Romeis, C., y Jaeger, J. (2015). Calculation of the Electric Field below Hybrid Overhead Lines [sesión de conferencia]. Power and Energy Student Summit (PESS) 2015, Dortmund Alemania. <http://hdl.handle.net/2003/33975>

Secretaría de Energía. (2015). PRODESEN (2015-2029). [https://base.energia.gob.mx/prodesen/PRODESEN2015/PRODESEN\\_2015-2029.pdf](https://base.energia.gob.mx/prodesen/PRODESEN2015/PRODESEN_2015-2029.pdf)

Secretaría de Energía. (2016). PRODESEN (2016-2030). <https://base.energia.gob.mx/prodesen/PRODESEN2016/PRODESEN-2016-2030.pdf>

Secretaría de Energía. (2017a). Nuevo modelo de contratación para líneas de transmisión eléctrica. <https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/257053/SENER-ModeloDeContratoTransmision-20170918.pdf>

Secretaría de Energía. (2017b). PRODESEN (2017-2031). <https://base.energia.gob.mx/prodesen/PRODESEN2017/PRODESEN-2017-2031.pdf>

Secretaría de Energía. (2018, diciembre 8). *Presentación del Programa Nacional de Electricidad*. <https://www.gob.mx/sener/es/articulos/presentacion-del-programa-nacional-de-electricidad?idiom=es>

Secretaría de Energía. (2019). PRODESEN (2019-2033). <https://www.gob.mx/sener/articulos/prodesen-2019-2033-221654>

Secretaría de Energía. (2020a). PRODESEN (2020-2034). <https://www.gob.mx/sener/articulos/prodesen-2020-2034>

Secretaría de Energía. (2020b). Programa Sectorial de Energía 2020-2024. [https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/562631/PS\\_SENER\\_CACEC-DOF\\_08-07-2020.pdf](https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/562631/PS_SENER_CACEC-DOF_08-07-2020.pdf)

Siemens. (2011). High Voltage Direct Current Transmission – Proven Technology for Power Exchange. Siemens. [https://www.brown.edu/Departments/Engineering/Courses/ENGN1931F/HVDC\\_Proven\\_TechnologySiemens.pdf](https://www.brown.edu/Departments/Engineering/Courses/ENGN1931F/HVDC_Proven_TechnologySiemens.pdf)

Siemens. (2017a). Annual Report 2017. [https://www.siemens.com/investor/pool/en/investor\\_relations/Siemens\\_AR2017.pdf](https://www.siemens.com/investor/pool/en/investor_relations/Siemens_AR2017.pdf)

Siemens. (2017b). HVDC – High-Voltage Direct Current Transmission: An Overview of Worldwide LCC and VSC References (Artículo No. EMTS-B10027-00-7600). <https://assets.siemens-energy.com/siemens/assets/api/uuid:96c51c45-0ec8-4bdc-9531-29acfb134d9c/hvdc-referenzflyer.pdf>

Siemens. (2018, 24 de enero). World's First 1,100 kV HVDC Transformer [comunicado de prensa]. <https://press.siemens.com/global/en/feature/worlds-first-1100-kv-hvdc-transformer>

Sígler, É. (2018, enero 4). Así funcionará la Fibra E de la CFE. <https://expansion.mx/empresas/2018/01/04/cfe-libra-romper-la-ley-con-su-fibra-e>

Skog, J.-E., Koreman, K., Pääjärvi, B., Worzyk, T., y Andersröd, T. (2006). The Norned HVDC Cable Link—A Power Transmission Highway Between Norway and The Netherlands [sesión de conferencia]. ENERGEX 2006, Stavanger, Noruega. [https://library.e.abb.com/public/f3a6c2afe601d185c125718e002e3823/THE\\_NORNED\\_HVDC\\_CABLE\\_LINK.pdf](https://library.e.abb.com/public/f3a6c2afe601d185c125718e002e3823/THE_NORNED_HVDC_CABLE_LINK.pdf)

Song, Z. (2019). HVDC Development at Toshiba and Its Outlook [sesión de conferencia]. 2019 HVDC Operator Forum, Cumbernauld, Escocia. [https://www.hvdccentre.com/wp-content/uploads/2019/07/Operators\\_Forum\\_2019\\_Song.pdf](https://www.hvdccentre.com/wp-content/uploads/2019/07/Operators_Forum_2019_Song.pdf)

Stern, E., Nash, J., Schoeniger, C., Bartzsch, C., Acquotta, G., Bacchini, M., y Orini, A. (2008). The Neptune Regional Transmission System - 500 kV HVDC Project [sesión de conferencia]. CIGRE Session 2008, París.

Sun, Q., Wu, J., Lv, H., Han, W., Wang, L., Min, J., Zhang, Q., Li, Y., y Li, X. (2017). Analysis of Coupling Characteristics of Hybrid Electric Field in the 750kV HVAC and  $\pm$  800kV HVDC Parallel Transmission Lines [sesión de conferencia]. 2017 IEEE 5th International Symposium on Electromagnetic Compatibility (EMC-Beijing), Beijing, China. <https://doi.org/10.1109/EMC-B.2017.8260378>

Tang, J., Ma, H., y He, J. (2006). Influence of Magnetic Field of AC Transmission Lines on Parallel DC Transmission Systems [sesión de conferencia]. 2006 IEEE International Symposium on Electromagnetic Compatibility, 2006. EMC 2006., Portland, OR, USA. <https://doi.org/10.1109/ISEMC.2006.1706265>

Tang, J., Zeng, R., Ma, H., He, J., Zhao, J., Li, X., y Wang, Q. (2007). Analysis of Electromagnetic Interference on DC Line From Parallel AC Line in Close Proximity. IEEE Transactions on Power Delivery, 22(4), 2401–2408. <https://doi.org/10.1109/TPWRD.2007.905334>

Tiku, D. (2014). Dc power transmission: Mercury-Arc to thyristor HVDC Valves [History]. IEEE Power and Energy Magazine, 12(2), 76–96. <https://doi.org/10.1109/MPE.2013.2293398>

Tovar Hernández, J. H., y Ventura, V. H. (2016). Análisis de opciones para incrementar las transacciones de energía eléctrica por la interconexión México-Guatemala-Centroamérica (LC/MEX/L.1210) [publicación]. Comisión Económica para América Latina y el Caribe. <https://repositorio.cepal.org/handle/11362/40123>

Uhlmann, E. (1975). Power Transmission by Direct Current. Springer. <https://doi.org/10.1007/978-3-642-66072-6>

United Nations Department of Economic and Social Affairs. (2006). Multi Dimensional Issues in International Electric Power Grid Interconnections. <https://sustainabledevelopment.un.org/content/documents/interconnections.pdf>

Vaca Serrano, J. M. E., Kido Cruz, A., y Nuñez Rodriguez, G. (2018). Industria eléctrica y su relevancia en la estructura productiva de México. *Economía Sociedad y Territorio*, xviii(58), 825–851. <https://doi.org/10.22136/est20181232>

von Meier, A. (2006). *Electric Power Systems: A Conceptual Introduction*. John Wiley & Sons. <https://doi.org/10.1002/0470036427>

Wang, M., Kang, W., Chen, Z., Zhang, Y., Liu, C., y Yang, F. (2018). Global Energy Interconnection: an Innovative Solution for Implementing the Paris Agreement—the Significance and Pathway of Integrating GEI Into Global Climate Governance. *Global Energy Interconnection*, 1(4), 467–476. <https://doi.org/10.14171/j.2096-5117.gei.2018.04.007>

Wang, S., Zhu, J., Trinh, L., y Pan, J. (2008). Economic Assessment of HVDC Project in Deregulated Energy Markets [sesión de conferencia]. 2008 Third International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies Nanjing, China. <https://doi.org/10.1109/DRPT.2008.4523373>

Wood, A. W. (2006). How dangerous are mobile phones, transmission masts, and electricity pylons? *Archives of Disease in Childhood*, 91(4), 361–366. <https://doi.org/10.1136/adc.2005.072561>

World Bank Group. (2018). Mexico - Systematic Country Diagnostic. <http://documents.worldbank.org/curated/en/588351544812277321/Mexico-Systematic-Country-Diagnostic>

World Economic Forum. (2019). Índice Global de Competitividad 2019. [http://www3.weforum.org/docs/WEF\\_TheGlobalCompetitivenessReport2019.pdf](http://www3.weforum.org/docs/WEF_TheGlobalCompetitivenessReport2019.pdf)

Worzyk, T. (2007). 100 years of high voltage DC links. *Modern power systems*, 27(11), 21–22. <https://www.modernpowersystems.com/features/feature100-years-of-high-voltage-dc-links>

Xiang, X., Merlin, M. M. C., y Green, T. C. (2016). Cost Analysis and Comparison of HVAC, LFAC and HVDC for Offshore Wind Power Connection [sesión de conferencia]. 12th IET International Conference on AC and DC Power Transmission (ACDC 2016), Beijing, China. <https://doi.org/10.1049/cp.2016.0386>

Xu, Z., Xiao, H., Xiao, L., y Zhang, Z. (2018). DC Fault Analysis and Clearance Solutions of MMC-HVDC Systems. *Energies*, 11(4), 941. <https://doi.org/10.3390/en11040941>

Yang, Y., Lu, J., y Lei, Y. (2010). A Calculation Method for the Hybrid Electric Field Under UHVAC and UHVDC Transmission Lines in the Same Corridor. IEEE Transactions on Power Delivery, 25(2), 1146–1153. <https://doi.org/10.1109/TPWRD.2009.2036359>

Yousuf, S. M., y Subramaniyan, M. S. (2013). HVDC and Facts in Power System. International Journal of Science and Research (IJSR), 2(12), 133–138. [https://www.ijsr.net/search\\_index\\_results\\_paperid.php?id=02013570](https://www.ijsr.net/search_index_results_paperid.php?id=02013570)

Zhang, D., Haeusler, M., Rao, H., Shang, C., y Shang, T. (2008). Converter Station Design of the ±800 kV UHVDC Project Yunnan-Guangdong. Siemens. [http://www.ptd.siemens.de/converter\\_stations\\_design\\_YG\\_zhang.pdf](http://www.ptd.siemens.de/converter_stations_design_YG_zhang.pdf)

## Lista de acrónimos

AMLO	Andrés Manuel López Obrador
APP	Asociaciones Público Privadas
BANCOMEXT	Banco Nacional del Comercio Exterior
BANOBRAS	Banco Nacional de Obras y Servicios Públicos
BC	Baja California
CA	Corriete Alterna
CBFES	Certificados Bursátiles Fiduciarios de Inversión en Energía e Infraestructura
CC	Corriente Continua
CD	Corriente Dirceta
CEPAL	Comisión Económica para América Latina y el Caribe
CFE	Comisión Federal de la Electricidad
CMNUCC	Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático
CRE	Comisión Reguladora de Energía
EC	Estaciones Convertidoras
FACTS	Flexible AC Transmission Systems (Sistemas de Transmisión Flexible en CA)
FEOF	Fecha de Entrada de Operación Factible Global Energy Interconnection Development and Cooperation Organization (Organización de Cooperación y Desarrollo de la Interconexión Energética Global)
GEIDCO	
HV	High Voltage (Alta Tensión)
HVDC	High Voltage Direct Current (Alta Tensión en Corriente Directa)
ICG	Índice de Competitividad Global
ICNIRP	International Commission on Non-Ionizing Radiation Protection (Agencia Internacional de Protección de Radiación no Ionizante)

IEC	International Electrotechnical Commission (Comisión Electrotécnica Internacional)
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers (Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos)
IGBT	Insulated Gate Bipolar Transistor
LAERFTE	Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética
LCC	Line Commutated Converter (Convertidor Conmutado por Línea)
LCS	Load Commutation Switch (Interruptor de Conmutación de Carga)
LIE	Ley de la Industria Eléctrica
LSPEE	Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica
LTE	Ley de la Transición Energética
MB	Main Breaker (Interruptor Principal)
MEM	Mercado Eléctrico Mayorista
MTDC	Multi Terminal Direct Current
NAFIN	Nacional Financiera
NDC	Nationally Determined Contributions (Contribución Determinada a Nivel Nacional)
ONU	Organización de las Naciones Unidas
PAMRNT	Programa de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión
PIDIREGAS	Proyectos de Inversión de Infraestructura Productiva con Registro Diferido en el Gasto Público
PND	Programa Nacional de Desarrollo
POISE	Programa de Obras e Inversiones en el Sector Eléctrico
PPI	Productor de Potencia Independiente
PRODESEN	Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional
RCC	Relación de Corto circuito
RECAI	Renewable Energy Country Attractiveness Index (Índice de Países más Atractivos para Energías Renovables)
RNT	Red Nacional de Transmisión
SCR	Silicon Controller Rectifier (Rectificador Controlado de Silicio)
SE	Subestaciones Eléctricas
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
SENER	Secretaría de Energía
SEP	Sistema Eléctrico de Potencia
SHCP	Secretaría de Hacienda y Crédito Público
SIN	Sistema Interconectado Nacional
STACOM	Static Synchronous Compensator (Compensador Síncrono Estático)
UFD	Ultra Fast Disconnecter (Desconctor Ultra Rápido)
UHV	Ultra High Voltage (Ultra Alta Tensión)

VSC	Voltage Source Converter (Convertidor por Fuente de Tensión)
WEF	World Economic Forum (Foro Económico Mundial)

## Lista de tablas

TABLA 1.1 VALORES DE PRECAUCIÓN PARA CAMPOS DE BAJA FRECUENCIA.....	11
TABLA 1.2 VALORES DE PRECAUCIÓN PARA CAMPOS ELÉCTRICOS ESTÁTICOS.....	13
TABLA 1.3 RELACIÓN DE COSTOS PARA LÍNEAS DE TRANSMISIÓN AÉREAS CA Y CC.....	19
TABLA 2.1 PRINCIPALES DIFERENCIAS ENTRE LCC Y VSC.....	31
TABLA 2.2 DIVISIÓN DE COSTOS DE INVERSIÓN PARA UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN HVDC AÉREA.....	37
TABLA 2.3 COSTOS DE INVERSIÓN DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN AÉREAS CON ESQUEMA BIPOLAR, AL AÑO 2009.....	38
TABLA 2.4 COSTO DE ADQUISICIÓN DE CABLES OFFSHORE Y ONSHORE.....	38
TABLA 2.5 COSTO DE INSTALACIÓN PARA CABLES OFFSHORE.....	39
TABLA 2.6 DIVISIÓN DE COSTOS DE INVERSIÓN PARA UNA ESTACIÓN CONVERTIDORA.....	40
TABLA 2.7 COSTOS DE INVERSIÓN DE ESTACIONES CONVERTIDORAS BIPOLO DE TIPO LCC.....	40
TABLA 2.8 COSTOS DE INVERSIÓN DE ESTACIONES VSC.....	41
TABLA 2.9 COSTO DE ENERGÍA PARA EL CÁLCULO DE PÉRDIDAS.....	42
TABLA 3.1 SISTEMAS MTDC EN EL MUNDO.....	63
TABLA 4.1 PROYECTOS HVDC INSTRUIDOS EN EL PRODESEN.....	78
TABLA 4.2 COMPARACIÓN ENTRE LAS ALTERNATIVAS DE INTERCONEXIÓN SURESTE-PENINSULAR.....	88
TABLA 4.3 COMPARACIÓN ENTRE LAS ALTERNATIVAS DE INTERCONEXIÓN BC-SIN.....	90
TABLA 4.4 COMPARACIÓN EN LA DISMINUCIÓN DE CARGABILIDAD DEL ENLACE PARA LAS ALTERNATIVAS PROPUESTAS.....	90

## Lista de figuras

FIGURA 1-1 PARÁMETROS DE UNA SEÑAL DE CA.<.....	8
FIGURA 1-2 FORMA DE ONDA DE UNA SEÑAL DE CA TRIFÁSICA.....	9
FIGURA 1-3 CAMPO ELÉCTRICO Y MAGNÉTICO DE UNA LÍNEA AÉREA DE CA.....	10
FIGURA 1-4 SEÑAL DE CC.....	11
FIGURA 1-5 CAMPO ELÉCTRICO Y MAGNÉTICO DE UNA LT DE CC.....	13
FIGURA 1-6 DIAGRAMA UNIFILAR DE UNA LÍNEA DE CA.....	14
FIGURA 1-7 CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN EN LT DE CA Y CC EN FUNCIÓN DE LA LONGITUD PARA A)CABLES, B)CONDUCTORES AÉREOS.....	15
FIGURA 1-8 COMPARACIÓN DE PÉRDIDAS ELÉCTRICAS DE LT CA Y CC EN FUNCIÓN DE LA LONGITUD.....	16
FIGURA 1-9 INFRAESTRUCTURA PARA LA TRANSMISIÓN DE 3,000 MW; HVDC (ARRIBA) VS CA (ABAJO).....	18

FIGURA 1-10 DIFERENTES TECNOLOGÍAS DE TRANSMISIÓN .....	20
FIGURA 2-1 CONFIGURACIÓN DE UN CONVERTOR DE TIPO LCC.....	28
FIGURA 2-2 CONFIGURACIÓN DE UN CONVERTOR DE TIPO VSC.....	30
FIGURA 2-3 DISEÑO CONCEPTUAL DE UNA CONFIGURACIÓN POINT TO POINT.....	32
FIGURA 2-4 LÍNEA DE TRANSMISIÓN MONOPOLO; TORRE ELÉCTRICA (IZQUIERDA), DIAGRAMAS (DERECHA) .....	32
FIGURA 2-5 LÍNEA DE TRANSMISIÓN BIPOLO; TORRE ELÉCTRICA (IZQUIERDA), DIAGRAMA (DERECHA) .....	33
FIGURA 2-6 SUBESQUEMAS MONOPOLO EN CASO DE OCURRENCIA DE FALLA .....	34
FIGURA 2-7 DISEÑO CONCEPTUAL DE CONFIGURACIÓN MULTITERMINAL.....	34
FIGURA 2-8 DIAGRAMA DE ESQUEMA MULTITERMINAL SERIE .....	35
FIGURA 2-9 DIAGRAMA DE ESQUEMA MULTITERMINAL PARALELO .....	35
FIGURA 2-10 DISEÑO CONCEPTUAL DE CONFIGURACIÓN BACK TO BACK.....	36
FIGURA 2-11 DIVISIÓN DE PÉRDIDAS EN UNA ESTACIÓN LCC.....	44
FIGURA 2-12 EVOLUCIÓN DE PÉRDIDAS EN LOS CONVERTORES (DERECHA) Y DIVISIÓN DE PÉRDIDAS DE UNA ESTACIÓN VSC (IZQUIERDA).....	45
FIGURA 2-13 BREAK EVEN DISTANCE.....	46
FIGURA 2-14 RELACIÓN DE MW INCREMENTADO EN LA CONVERSIÓN CA-CC, CON EL COSTO POR MW DE LAS TERMINALES INSTALADAS .....	47
FIGURA 2-15 SUMINISTRADORES GLOBALES DE SISTEMAS HVDC BASADOS EN: DISTRIBUCIÓN GEOGRÁFICA (IZQUIERDA), Y TIPO DE ESTACIÓN CONVERTORA (DERECHA) .....	49
FIGURA 2-16 SISTEMAS HVDC DE ABB .....	50
FIGURA 2-17 SISTEMAS HVDC DE SIEMENS.....	51
FIGURA 2-18 SISTEMAS HVDC DE GENERAL ELECTRIC .....	52
FIGURA 3-1 INCREMENTO EN LA CAPACIDAD DE SISTEMAS VSC .....	66
FIGURA 3-2 VISIÓN DE ABB EN 1992 DE UNA RED HVDC .....	68
FIGURA 3-3 ESTRUCTURA DE UN INTERRUPTOR HVDC HÍBRIDO .....	69
FIGURA 3-4 OPERACIÓN DE UN INTERRUPTOR HVDC HÍBRIDO .....	70
FIGURA 3-5 ESTRUCTURA PRINCIPAL DE LA RED DE ENERGÍA GLOBALMENTE INTERCONECTADA.....	72