



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

**FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES
CUAUTITLÁN**

**LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE CORRIENTE
DIRECTA, UNA ALTERNATIVA PARA LA
TRANSMISIÓN DE ENERGÍA A GRANDES
DISTANCIAS.**

TESIS
QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA

P R E S E N T A N
ORTIZ NORIEGA EDWIN IGNACIO
PALMA ANDRES ERICK

ASESOR: ING. ÁNGEL ISAÍAS LIMA GÓMEZ



CUAUTITLÁN IZCALLI, ESTADO DE MÉXICO, 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.

Dedicatorias.

Erick

Este trabajo se lo dedico principalmente a mi madre, que siempre ha estado conmigo desde el momento en que me vio nacer, me lleno de enseñanzas y me guio por el buen camino, brindándome un apoyo incondicional en todos mis objetivos y mis metas para que lograra todo lo que me propongo, haciendo de mí una mejor persona.

A mi familia, pues siempre el apoyo que se recibe recíprocamente es de la familia, me apoyaron en todo momento e hicieron que tuviera confianza en mí mismo, no dejaron de alentarme para que lograra todo lo planeado y siempre se alegraron de todos mis logros cumplidos, les dedico este logro y espero seguir dedicándoles muchos más.

Edwin.

El presente trabajo documental lo dedico principalmente a mis padres Sergio Ortiz y Pilar Noriega, por darme la vida, apoyarme en cada momento y mostrarme el camino en los momentos difíciles. Ha sido todo un orgullo ser uno de sus tres hijos y agradezco todo el esfuerzo que realizaron para que yo consiguiera una carrera universitaria.

Mis hermanos Sergio Ortiz, Beatriz Ortiz y Jenny Ortiz por estar siempre conmigo y brindarme su apoyo incondicional en todo momento.

A Mariana García, por ser paciente conmigo e incondicional en todo momento, por brindarme palabras de aliento y alentarme a ser mejor cada día.

A mi amigo Erick que me acompañó en todo el camino de la carrera finalizando con este trabajo, siempre inspirándonos el uno a otro a cumplir los sueños más grandes y difíciles.

A todos mis amigos por compartir los buenos y malos momentos conmigo.

A mis maestros que en el andar por la vida supieron transmitirme todos sus conocimientos y experiencias preparándome para afrontar cualquier reto que se interponga en mi camino, a todos y cada uno de ellos les dedico cada una de estas páginas de mi tesis.

Agradecimientos.

Erick.

A mis padres y hermanos, por todo el apoyo brindado durante este gran recorrido, porque nunca dejaron de apoyar mis objetivos y metas y siempre confiaron en mí, por las veces que me apoyaron en mis malos ratos e hicieron de los buenos los mejores. Les agradezco mucho todo lo que hicieron por mí.

A mis amigos y compañeros, por los momentos compartidos durante este periodo, no hubiera sido lo mismo sin ustedes.

A mis profesores, por sembrar en mí la semilla del conocimiento y alentarme a ser mejor día a día, dándome a conocer que no existen límites de conocimiento cuando realmente se propone algo.

A mi padrino, por todos los consejos que hicieron de mí una mejor persona y brindarme su apoyo en todo momento.

Edwin.

Le doy gracias a mis padres Sergio y Pilar por todo el amor que me han dado a lo largo de mi camino por que supieron ser un ejemplo y un modelo a seguir para ser una persona de bien; por todas sus palabras de aliento ya que supieron apoyarme en todo mi camino dándome la mejor herencia de todas que es el poder ser ingeniero.

A mis hermanos Beatriz y Sergio por ser parte de mi vida, guiándome en las decisiones que tomaba y ser mi ejemplo a seguir de desarrollo profesional.

A Mariana por brindarme todo su apoyo, por ser parte de este proceso que es muy importante para mi vida y para compartir más triunfos en un futuro próximo.

A Erick por su participación y entrega en este trabajo, por todos los conocimientos que me ha transmitido y por ser un buen amigo.

A mi asesor Ángel Lima que me permitió haber trabajado con él, por todo el conocimiento que me brindó cuando fue mi maestro y por su entrega en este trabajo.

Y así mismo agradezco a todos mis compañeros de la Universidad que estuvieron ahí conmigo. Gracias por todo.

Índice.

	1
Dedicatorias.	2
Agradecimientos.	3
Índice.	4
Índice de Tablas.	12
Introducción.	13
Justificación del trabajo.	13
Objetivos.	14
Objetivo General.	14
Objetivos Específicos.	14
Planteamiento del problema.	14
Hipótesis.	14
Marco Teórico.	15
Metodología.	16
Capítulo I La Electricidad	17
1.1 Hechos relevantes sobre la electricidad.	17
1.2 Generación de electricidad y primeras líneas de transmisión.	18
1.3 La conexión de Gotland.	20
Capítulo II High Voltage Direct Current (HVDC)	22
2.1 Componentes principales del HVDC.	22
2.1.1 Filtros AC y DC.	25
2.1.2 Transformadores de conversión.	26
2.1.2.1 Opciones de diseño de los transformadores de HVDC.	27
2.1.3 Convertidores AC/DC y DC/AC.	32
2.1.4 Tipos de cables para un sistema HVDC.	36
2.1.5 Smoothing Reactor (Reactancia de alisado).	44
2.1.6 Condensadores en paralelo.	46
2.1.7 Aisladores.	46
2.1.7.1 Materiales para Aisladores.	48
2.1.8 Subestación de control de CD compacta (CD Compact Switchgear - CD CS).	55
2.1.8.1 Aplicación y arreglos especiales.	58
2.1.9 Subestaciones submarinas.	61
2.2 Líneas de Transmisión.	67
2.2.1 Líneas Aéreas.	68
	4

2.2.1.1	Diseño soportes.	73
2.2.1.2	Diseño de cimientos para soporte.	75
2.2.1.3	Selección de ruta y localización de torres.	76
2.2.2	Líneas Subterráneas y Submarinas.	77
2.2.3	Líneas de transmisión aisladas con gas (GIL- Gas Insulated Transmission Lines).	77
2.2.3.1	Contención de fallas.	79
2.2.3.2	Tendido.	79
2.2.3.3	Instalación sobre el suelo.	80
2.2.3.4	Instalación de túnel.	80
2.2.3.5	Instalación vertical.	81
2.2.3.6	Enterramiento directo.	81
2.3	Tecnologías en el sistema HVDC.	83
2.3.1	Tecnología HVDC-LCC (Line Commutated Converters).	83
2.3.1.1	Convertidor.	86
2.3.1.2	Transformador.	86
2.3.1.3	Filtro DC.	86
2.3.1.4	Condensadores en paralelo.	87
2.3.1.5	Cable.	87
2.3.1.6	Rectificador de 6 pulsos.	87
2.3.1.7	Rectificador de 12 pulsos.	89
2.3.2	Tecnología Voltage Source Converters (VSC).	90
2.3.2.1	Convertidor.	94
2.3.2.2	Transformador.	95
2.3.2.3	Reactancia de fase.	95
2.3.2.4	Filtros de AC.	95
2.3.2.5	Condensadores de DC.	96
2.3.3	Comparativa entre la tecnología HVDC-LCC Y HVDC-VSC.	96
2.3.4	Tecnologías comerciales HVDC.	99
2.3.4.1	HVDC PLUS de SIEMENS.	100
2.3.4.2	HVDC-LIGHT de ABB.	101
2.3.4.3	HVDC MaxSine de Alstom.	102
2.4	Configuraciones del sistema HVDC.	103
2.4.1	Punto a punto.	103

2.4.2 Back to back.	103
2.4.3 Multiterminal.	104
2.4.4 Unitaria.	104
2.5 Tipos de conexiones en el sistema HVDC.	105
2.5.1 Monopolar.	105
2.5.2 Bipolar.	106
2.5.3 Homopolar.	107
Capitulo III Armónicos	108
3.1 Análisis de los armónicos.	108
3.2 Causas y consecuencias de los armónicos.	110
3.3 Generación de armónicos mediante convertidores.	111
3.3.1 Transformador como fuente de armónicos.	112
3.3.2 Armónicos debidos a convertidores.	114
3.3.3 Armónicos característicos del lado de CD.	115
3.3.4 Armónicos de corriente característicos.	121
3.3.5 Generación de armónicos en convertidores de 12 pulsos.	126
3.3.6 Corrientes armónicas de CA con ángulo de disparo y superposición.	128
3.3.7 Variación característica de corrientes armónicas con variación de α y μ .	130
3.3.8 Efectos de los modos de control sobre los armónicos.	130
3.3.9 Armónicos no característicos.	132
3.3.10 Efecto de los errores de ángulo de disparo.	132
3.3.11 Efecto del sistema desequilibrado de voltajes.	133
3.3.12 Armónicos en convertidores VSC.	133
3.4 Impacto económico de los armónicos.	135
3.4.1 Costos adicionales de la potencia contratada.	135
3.4.2 Sobredimensionamiento de los equipos.	136
3.4.3 Pausas en la producción.	136
3.5 Medición de los armónicos.	136
3.5.1 Sitios donde se deba de realizar el registro.	136
3.5.2 Importancia de las mediciones.	137
3.5.3 Equipo de medición de armónicos.	137
3.6 Filtros.	138
3.6.1 Filtro de sintonía simple.	138
3.6.2 Filtro amortiguado de segundo orden.	139
3.7 Normativa aplicable.	139

3.7.1 IEC 61000-4-30.2015 “Compatibilidad Electromagnética (CEM). Parte 30: Técnicas de ensayo y medida. Métodos de medida para la cantidad de suministro”.	139
3.7.2 IEEE Std 519-2014 “Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power System ”	140
Capítulo IV Criterios de viabilidad que garantizaran el uso de este sistema HVDC.	141
4.1 Aspectos técnicos.	141
4.1.1 Límites de Estabilidad.	142
4.1.2 Asincronismo.	144
4.1.3 Corriente de Corto circuito.	144
4.2 Aspectos económicos.	145
4.3 Aspectos ambientales.	149
Capítulo V Transmisión de Corriente Directa en México.	151
5.1 El Sistema Eléctrico Nacional (SEN).	151
5.2 Proyecto de interconexión Baja California-Sistema Interconectado Nacional (Cancelado).	153
5.2.2 Perfil de Inversiones.	155
5.2.3 Tecnología.	159
5.3 Proyecto línea de transmisión de corriente directa, Yautepec-Ixtepec (Cancelado).	162
Capítulo VI Proyectos de sistemas HVDC en el mundo	169
6.1 Gotland-Suecia.	170
6.2 Murraylink, Australia.	171
6.3 Norned, Europa.	172
6.4 BorWin 1, Alemania.	172
6.5 Interconexión Caprivi Link, Namibia.	175
6.6 Central de Itaipú, Brasil.	178
6.7 Presa de las Tres Gargantas, China.	182
6.8 Jinping-Sunan, China	185
6.9 Rio Madeira, Brasil.	188
6.10 Interconexión Murraylink, Australia.	189
6.11 Gran proyecto de transporte de energía de ultra alta tensión de China.	192
6.12 Autopista Eléctrica en Canadá.	193
Conclusiones Personales.	197
Bibliografía.	199

Índice de Figuras.

<i>Fig. 1 Thomas Alva Edison posando junto con su bombilla</i>	19
<i>Fig. 2 Nikola Tesla</i>	19
<i>Fig. 3 Gunnar A.2003.Válvulas de vapor de mercurio del primer enlace de Gotland</i>	20
<i>Fig. 4 Situación de los componentes principales de un sistema HVDC: AC Bus (Bus de CA), Conv. Transf. (Transformador de conversión), AC Filter (Filtro de CA), Shunt capacitor (capacitor de derivación), Smoothing reactor (reactor de suavizado), DC Filter (filtro de CD), Valve (válvulas de rectificación o inversión), DC Line (línea de CD de polo positivo o polo negativo), Communication Channel (Canales de comunicación).</i>	23
<i>Fig. 5 Componentes principales de un sistema HVDC : Smoothing reactor (Reactor de suavizado o reactancia de suavizado), Active DC filter (Filtro de CD), Valve cooling (válvula de enfriamiento), Control and Service Building (Edificio de control y servicio), ConTune and high pass filters (Filtros high pass y Contune), AC Filters (filtros de CA), Converter transformers (Transformador convertidor), Communication capacitors (capacitores de comunicación), Outdoor HVDC valves (válvulas HVDC para exteriores).</i>	24
<i>Fig. 6 Filtro de corriente continua en una instalación.</i>	26
<i>Fig. 7 Transformador convertidor para UHVDC de un sistema de transmisión bipolar de 800 KVDC, 6400MW; 2,071Km , una sola fase; 550 KVAC, 816kVdc; 321MVA; alimentación en estrella de alto pulso.</i>	28
<i>Fig. 8 Transformador convertidor para HVDC, sistema de transmisión bipolar de 500KVDC; 2500 MW: una sola fase: 420 KVAC; 515KVDC; 397 MVA; sistema estrella (lado izquierdo de la figura) y sistema delta (lado derecho de la figura)</i>	28
<i>Fig. 9 Elementos que componen el transformador sumergido en aceite con depósito de expansión</i>	30
<i>Fig. 10 Transformador de corriente alterna de la compañía ABB</i>	32
<i>Fig. 11 Transformador de corriente continua de la empresa ABB</i>	32
<i>Fig. 12 Desarrollo de válvulas HVDC.</i>	33
<i>Fig. 13 Disposición de válvula de tiristor HVDC</i>	34
<i>Fig. 14 Disposición de válvula HVDC IGB clásico</i>	34
<i>Fig. 15 Instalación interior de las válvulas</i>	36
<i>Fig. 16 Componente eléctrico de un cable submarino : 1) conductor, 2) pantalla semiconductora interna, 3)aislamiento, 4)pantalla semiconductora externa, 5) cinta de inflamación, 6) cubierta de aleación de plomo, 7) cubierta de polietileno, 8) cable de fibra óptica, 9) relleno, 10) cubierta exterior, 11) asiento, 12) armadura, 13) cubierta exterior</i>	38
<i>Fig. 17 Cable LPFF.</i>	38
<i>Fig. 18 Componentes de un cable con aislante sólido (Mineral insulation - MI)). 1.- Conductor de cobre. 2.- Semiconductor de cintas de papel 3.- Aislamiento con cintas de papel con material viscoso. 4.- Semiconductor de tiras de papel. 5.- Cubierta de aleación de plomo. 6.-Forro de polietileno. 6.- Capa metálica reforzada. 7.- Capa sintética. 8.- Capa simple o doble armadura de acero (alambres planos o redondos). 9.- Forro de polipropileno.</i>	39
<i>Fig. 19 Cable de polietileno reticulado (XLPE) 1.-conductor. 2.-Pantalla del conductor. 3.-Aislamiento XLPE. 4.-Pantalla de aislamiento. 5.-Cinta semiconductora. 6.- Pantalla de alambre de cobre. 7.- Cinta laminada de cobre. 8.- Revestimiento exterior de PE o PVC.</i> 40	
<i>Fig. 20 Núcleo de un cable submarino XLPE: Copper Conductor (Conductor de cobre), XLPE Insulation (Aislamiento XLPE), Lead sheath (envoltura principal), FO Tube (fibra</i>	

<i>optica), Semi-conducting Screen (Pantalla semiconductor), Semi-conducting PE Sheath (envoltura semiconductor de PE), Armour (armadura).</i>	41
<i>Fig. 21 Cable tipo Oil Filled. Oil duct (conducto de aceite) copper or aluminum conductor (conductor de aluminio o cobre), conductor screen (pantalla del conductor), craft paper or PPLP insulation (aislamiento de papel o PPLP), insulation screen (pantalla de aislamiento), Metallic Sheath (funda metalica), Outer covering (cubierta externa).</i>	42
<i>Fig. 22 Construcción de cable tipo PPL para ±500kV. Conductor (conductor), Conductor Screen (pantalla del conductor), Insulation (aislamiento), Insulation screen (pantalla del aislamiento), Metalic Woven Fabric tape (cinta de malla metálica), Metalic Sheath (envoltura metálica), Bedding tape (cubierta), Metalic Reinforcement (reforzamiento metálico), Polyethylene Sheath (envoltura externa de polietileno)</i>	42
<i>Fig. 23 Cable extruido para VSC.</i>	43
<i>Fig. 24 Cables submarinos con fibra óptica</i>	44
<i>Fig. 25 El reactor de alisado de ± 800KV desarrollado independientemente alcanza el nivel avanzado mundial</i>	45
<i>Fig. 26 Banco de capacitores conectados en paralelo.</i>	46
<i>Fig. 27 Torre de transmisión de 745 KV ubicada en Alemania.</i>	47
<i>Fig. 28 Aislador de vidrio para corriente continua</i>	48
<i>Fig. 29 Aisladores de porcelana de corriente directa.</i>	48
<i>Fig. 30 Aislador de Porcelana fracturado</i>	49
<i>Fig. 31 Aislador de vidrio fracturado</i>	50
<i>Fig. 32 Aisladores de resina Epoxi</i>	51
<i>Fig. 33 Modelo geométrico simplificado de una DC-GIL de 500kV</i>	52
<i>Fig. 34 Tipos de aisladores dependiendo su función</i>	52
<i>Fig. 35 Juego de aisladores de suspensión en forma de I para 245 kV</i>	54
<i>Fig. 36 Módulos estandarizados de la línea de productos DC CS (DC Compact Switchgear) : 1 Disconnecter and earthing Switch (desconector e interruptor de puesta a tierra), 2 Surge arrester (Pararrayos), 3 Voltage and current measurement (medidores de voltaje y corriente), 4 Interface modules (modulos de interfaz), 5 Passive modules (modulos pasivos).</i>	57
<i>Fig. 37 Subestación de control compacta de 320 kV DC en la fábrica de Siemens</i>	59
<i>Fig. 38 Disposición en contenedores de 320 kV</i>	59
<i>Fig. 39 Aplicación para subestación de control compacta de DC, entre transformador y válvulas, patio de maniobra de DC, estación de transición y estación multiterminal.</i>	59
<i>Fig. 40 Los cubículos de control y protección se prueban intensamente en los laboratorios de Siemens antes de enviarlos al sitio, lo que garantiza una puesta en marcha rápida y sin problemas del sistema HVDC.</i>	61
<i>Fig. 41 Subestación submarina diseñada por la universidad de Uppsala.</i>	62
<i>Fig. 42 Esquema unifilar de una subestación submarina.</i>	62
<i>Fig. 43 Estructura interna de la subestación submarina.</i>	63
<i>Fig. 44 Operación de la subestación desarrollada por la universidad de Uppsala</i>	64
<i>Fig. 45 Subestación submarina de la empresa Seabased.</i>	65
<i>Fig. 46 Estación de interconexión de Wavehub</i>	66
<i>Fig. 47 Comparación entre líneas aéreas de CA y CD</i>	69
<i>Fig. 48 Forma de agrupación de 4 conductores de CD.</i>	69
<i>Fig. 49 Conexión mecánica de conductores de CD.</i>	70
<i>Fig. 50 Forma de agrupación de 6 conductores de CD para voltajes de 800 kV.</i>	70
<i>Fig. 51 Configuraciones de torre para líneas de alta tensión (AC).</i>	73
<i>Fig. 52 Configuraciones de torre para líneas de alta tensión (DC)</i>	74

<i>Fig. 53 Cimientos para torres de cuatro patas</i>	<i>76</i>
<i>Fig. 54 Configuración de prueba a largo plazo en IPH, Berlín</i>	<i>79</i>
<i>Fig. 55 Muestra de laboratorio de Siemens para pruebas dieléctricas</i>	<i>79</i>
<i>Fig. 56 Instalación GIL sobre el suelo</i>	<i>80</i>
<i>Fig. 57 Instalación del túnel GIL, Munich, Alemania.....</i>	<i>81</i>
<i>Fig. 58 GIL enterrado directamente.....</i>	<i>82</i>
<i>Fig. 59 Líneas de transmisión aisladas con gas, estado 2016.....</i>	<i>82</i>
<i>Fig. 60 Variación del ancho de pulso a diferentes porcentajes de trabajo.....</i>	<i>93</i>
<i>Fig. 61 Esquema de una instalación HVDC-LCC.....</i>	<i>97</i>
<i>Fig. 62 Esquema de una instalación HVDC-VSC.....</i>	<i>97</i>
<i>Fig. 63 Prototipo de estación convertidora DC/AC offshore de 675 MW de Siemens.</i>	<i>100</i>
<i>Fig. 64 Estación convertidora HVDC-Light en el Mar del Norte de ABB.....</i>	<i>102</i>
<i>Fig. 65 Estación convertidora HVDC-MaxSine en Korea del Sur de Alstom.....</i>	<i>102</i>
<i>Fig. 66 Descomposición de forma de onda distorsionada</i>	<i>108</i>
<i>Fig. 67 Magnetización del transformado (sin histéresis).....</i>	<i>113</i>
<i>Fig. 68 Magnetización del transformador (con histéresis)</i>	<i>113</i>
<i>Fig. 69 Forma de onda con desequilibrio magnético</i>	<i>114</i>
<i>Fig. 70 Conexión de puente de 12 pulsos.....</i>	<i>115</i>
<i>Fig. 71 Secuencia de conducción de las válvulas del convertidor trifásico de puente de 6 pulsos totalmente controlado.</i>	<i>116</i>
<i>Fig. 72 Convertidor de puente de 6 pulsos con superposición.</i>	<i>117</i>
<i>Fig. 73 Variación del voltaje del 6th armónico en relación con el ángulo de retraso y superposición.....</i>	<i>120</i>
<i>Fig. 74 Variación del voltaje del 12th armónico en relación con el ángulo de retraso y superposición.....</i>	<i>120</i>
<i>Fig. 75 Variación del voltaje del 18th armónico en relación con el ángulo de retraso y superposición.....</i>	<i>121</i>
<i>Fig. 76 Corriente del lado primario en la operación de 12 pulsos con $\alpha=0$.</i>	<i>122</i>
<i>Fig. 77 Corrientes primarias en la operación de un convertidor de 12 pulsos con $\alpha\neq 0$..</i>	<i>124</i>
<i>Fig. 78 Formas de onda de corrientes de fase en el lado primario</i>	<i>125</i>
<i>Fig. 79 Forma de onda de corriente de fase ideal para operación de 12 pulsos</i>	<i>128</i>
<i>Fig. 80 Magnitudes armónicas con variación en la CD.</i>	<i>130</i>
<i>Fig. 81 Tensiones armónicas para 12th y 24th para 5a diferentes modos de control.</i>	<i>131</i>
<i>Fig. 82 Corrientes armónicas para 11th y 13th para diferentes modos de control.....</i>	<i>131</i>
<i>Fig. 83 Armónicos con PWM sinusoidal, para $P=9$ y $M=0.5$</i>	<i>134</i>
<i>Fig. 84 Espectros típicos para la tensión del lado de CA y la corriente del lado de CD.</i>	<i>135</i>
<i>Fig. 85 Potencia real en una línea de transmisión de CA.....</i>	<i>142</i>
<i>Fig. 86 Potencia eléctrica transmitida en función del ángulo</i>	<i>143</i>
<i>Fig. 87 Potencia en un sistema de CD</i>	<i>144</i>
<i>Fig. 88 Potencias a través de una distancia en C.A. y C.D</i>	<i>144</i>
<i>Fig. 89 Efecto Skin en conductores. En la parte posterior se observa la densidad de corriente en CD que no es afectada por el efecto Skin. En la parte inferior observamos lo que provoca el efecto skin en la CA.</i>	<i>147</i>
<i>Fig. 90 Aplicación económica de voltajes de CC en relación con longitud de la línea de transmisión aérea y potencia transmitida.</i>	<i>147</i>
<i>Fig. 91 Torres de transmisión de C.A. y C.D</i>	<i>149</i>
<i>Fig. 92 Simbología utilizada en los esquemas.</i>	<i>164</i>
<i>Fig. 93 Plataforma offshore del parque BorWin1</i>	<i>174</i>
<i>Fig. 94 Una de las estaciones de conversión del enlace Zambezi-Gerus.</i>	<i>178</i>

<i>Fig. 95 Imagen aérea de la presa de Itaipú.</i>	179
<i>Fig. 96 Estación de conversión de uno de los enlaces HVDC.</i>	182
<i>Fig. 97 Visión aérea de la presa de las Tres Gargantas, en China.</i>	183
<i>Fig. 98 Estación de conversión de uno de los enlaces HVDC</i>	184
<i>Fig. 99 Interior del edificio de válvulas de una de las estaciones de conversión.</i>	185
<i>Fig. 100 Presa de arco Jinping I, en China.</i>	186
<i>Fig. 101 Sala de válvulas en el enlace Jinping I.</i>	188
<i>Fig. 102 Estación de conversión en Berry, Australia del Sur.</i>	190
<i>Fig. 103 Estación de conversión en Red Cliffs, Victoria.</i>	191
<i>Fig. 104 Colocación de cables en el enlace Murraylink.</i>	192
<i>Fig. 105 Estación para líneas de ultra alta tensión en China.</i>	193
<i>Fig. 106 Estación de conversión de Keewatinohk.</i>	195

Índice de mapas.

<i>Mapa 1. Espacio Geográfico de los Sistemas Eléctricos que Forman al SEN.</i>	152
<i>Mapa 2. Obras del Proyecto de Interconexión BC-SIN.</i>	153
<i>Mapa 3. Futura ubicación de la SE Cucapah.</i>	154
<i>Mapa 4. Futura ubicación de la SE Seri.</i>	154
<i>Mapa 5. Esquema general de las nuevas líneas con sus subestaciones correspondientes.</i>	163
<i>Mapa 6. Esquema general de las nuevas líneas con sus subestaciones correspondientes</i>	163
<i>Mapa 7. Mapa que muestra la parte poniente del proyecto, lado Yautepec</i>	164
<i>Mapa 8. Mapa que muestra la parte oriente del proyecto, lado Ixtepec.</i>	166
<i>Mapa 9. Instalaciones HVDC existentes o en construcción hasta el año 2013</i>	169
<i>Mapa 10. El primer enlace HVDC comercial del mundo 1954.</i>	170
<i>Mapa 11. Enlace subterráneo más largo del mundo</i>	171
<i>Mapa 12. Enlace submarino más largo del mundo.</i>	172
<i>Mapa 13. Mapa de la conexión HVDC Light del parque BorWin1.</i>	173
<i>Mapa 14. Mapa del enlace HVDC Light en Namibia.</i>	175
<i>Mapa 15. Mapa con los enlaces HVDC de la central de Itaipú. Fuente: High Voltage Direct Current Transmission System.</i>	180
<i>Mapa 16. Mapa donde se muestran los tres enlaces HVDC.</i>	184
<i>Mapa 17. Localización del enlace HVDC entre Yulong y Tongli</i>	187
<i>Mapa 18. El enlace Rio Madeira atraviesa todo Brasil.</i>	188
<i>Mapa 19. Mapa del enlace HVDC Light en Australia.</i>	190

Índice de diagramas

<i>Diagrama 1 Tecnología HVDC - LCC</i>	85
<i>Diagrama 2 Rectificador de 6 pulsos.</i>	87
<i>Diagrama 3 Señal obtenida de un puente rectificador monofásico y trifásico.</i>	88
<i>Diagrama 4 Conexión de un Rectificador de 12 pulsos</i>	90

<i>Diagrama 5 Tecnología HVDC-VS Wind Farm busbar (Bus de parque eólico), invertir (inversor), transmisión line (línea de transmisión), invertir (inversor), public grid (red pública).</i>	94
<i>Diagrama 6 Convertidor VSC de 3 niveles</i>	95
<i>Diagrama 7 Configuración Back to Back.</i>	103
<i>Diagrama 8 Conexión multiterminal con los 3 tipos de arreglos.</i>	104
<i>Diagrama 9 Conexión Monopolar con retorno a tierra por electrodo.</i>	105
<i>Diagrama 10 Conexión Monopolar con retorno por medio de cable conductor.</i>	106
<i>Diagrama 11 Bipolar con retorno metálico.</i>	106
<i>Diagrama 12 Bipolar con retorno por tierra.</i>	107
<i>Diagrama 13 Configuración Homopolar.</i>	107
<i>Diagrama 14 Filtro de sintonía simple</i>	138
<i>Diagrama 15 Filtro amortiguado de segundo orden</i>	139
<i>Diagrama 16 Unifilar Opción 1: BC-WECC síncrono y BC-SIN asíncrono.</i>	156
<i>Diagrama 17 Unifilar Opción 2 BC-WECC asíncrono y BC-SIN síncrono</i>	158
<i>Diagrama 18 Unifilar del Proyecto de interconexión Baja California-Sistema Interconectado Nacional.</i>	161
<i>Diagrama 19 Unifilar que muestra el diagrama de la parte oriente del proyecto, lado Yautepec.</i>	165
<i>Diagrama 20 Unifilar que muestra el diagrama de la parte oriente del proyecto, lado Ixtepec.</i>	167
<i>Diagrama 21 Esquema conexión HVDC entre la estación de Gerus y la de Zambezi.</i>	176
<i>Diagrama 22 Circuito de la conexión HVDC.</i>	177
<i>Diagrama 23 Esquema de transmisión de potencia en AC y en DC.</i>	181
<i>Diagrama 24 Esquema de la interconexión HVDC Light de Murraylink</i>	192

Índice de Tablas.

<i>Tabla 1. Ecuaciones de Maxwell.</i>	18
<i>Tabla 2 Valores de operación de elementos semiconductores como el tiristor y la válvula IGBT.</i>	35
<i>Tabla 3 Pauta para distancias de fuga específicas para diferentes materiales aislantes...</i>	55
<i>Tabla 4 Datos técnicos de ± 320 kV DC CS.</i>	60
<i>Tabla 5 Especificaciones técnicas de la subestación submarina.</i>	62
<i>Tabla 6 Catálogo general de Cuerdas para Líneas Aéreas de Prysmian se selecciona un conductor del tipo Prysalac.</i>	72
<i>Tabla 7 Datos técnicos de GIL</i>	78
<i>Tabla 8 Armónicos de las ondas más comunes.</i>	109
<i>Tabla 9 Efectos de los armónicos en diferentes componentes eléctricos.</i>	111
<i>Tabla 10 Valor de ks en función de α y xs</i>	129
<i>Tabla 11 Armónicos no característicos debido a errores en el ángulo de disparo ($\mu=0$)</i>	133
<i>Tabla 12 Capacidad de transmisión de energía en líneas HVDC y HVAC</i>	145
<i>Tabla 13 Cifras típicas de carga de línea para diferentes voltajes con corriente alterna y con corriente continua.</i>	145

Introducción.

Justificación del trabajo.

La presente investigación se formula con el propósito de analizar los sistemas de transmisión de energía en Corriente Directa en alta tensión debido a que cuando hablamos de distancias mayores a 400 km en un sistema de transmisión de corriente alterna presenta un cantidad de pérdidas por que su impedancia es proporcional a la distancia recorrida y por ende este ocasiona que este tipo de sistemas pierdan eficiencia por lo contrario en los sistemas HVDC no tenemos este tipo de problemas ya que se disminuyen las pérdidas en la transmisión, los costos de mantenimiento y el tamaño de las torres de transmisión.

El estudio planteado ayudará a conocer y aplicar sistemas con mayor eficiencia como lo es el sistemas de transmisión de energía en Corriente Directa (HVDC por sus siglas en inglés), ya que en estos sistemas su potencia transmitida no depende de la impedancia y pueden transmitir mayores potencias en torres de menor tamaño con un ancho de paso menor, por lo que se beneficiaría a las comunidades y ecosistemas por donde se transmite la energía, además de que se tendría un ahorro económico, pues, aunque se necesita de componentes más costosos, a largo tiempo es redituable ya que el ahorro se verá reflejado en las muy pocas pérdidas de energía que se presentan durante la transmisión.

Es importante que como ingenieros, siempre estemos en busca de crear o innovar acciones que busquen el bien para la sociedad y para el medio ambiente, tratando de explotar lo menos posible los recursos humanos y naturales y facilitando en todo momento las actividades humanas, por ello, con el presente trabajo, se dará a conocer una alternativa viable para la transmisión de la energía eléctrica especialmente a grandes distancias, para que los lectores, puedan cultivarse de un amplio conocimiento y en un futuro puedan aplicar este conocimiento de la mejor forma posible.

Objetivos.

Objetivo General.

La investigación describirá el principio funcionamiento y los componentes de un sistema de transmisión de energía de Corriente Directa en Altas tensiones e identificará bajo qué condiciones puede sustituir a la Corriente Alterna en la transmisión de energía, así como las ventajas y desventajas que se presentan con el uso de esta forma de transmisión, ya que actualmente el incremento poblacional y el gran desarrollo industrial demanda un mayor consumo de energía eléctrica.

Objetivos Específicos.

- Comparar los sistemas de transmisión de energía de Corriente Directa y Corriente Alterna.
- Conocer los proyectos HVDC que existen en el mundo y los proyectos que se han dado en nuestro país.
- Identificar a qué distancia deja de ser rentable un sistema de transmisión de energía en CA y considerar como alternativa un sistema de transmisión de energía en CD.

Planteamiento del problema.

¿Cómo funciona un sistema de transmisión de energía de Corriente Directa en Altas tensiones, bajo qué condiciones puede sustituir a la Corriente Alterna en la transmisión de energía y por qué no se transmite de manera equitativa entre ambos sistemas?

Hipótesis.

El sistema de transmisión de energía eléctrica de Corriente Directa conserva la potencia a mayores distancias que el sistema de transmisión de energía eléctrica de Corriente Alterna, es decir, existen menores pérdidas durante la transmisión de energía eléctrica en un sistema HVDC.

Marco Teórico.

Cuando hay que salvar grandes distancias, la solución HVDC es la más adecuada ya que permite una capacidad de transporte mayor como se ha visto anteriormente. Esto ocurre debido a que la capacidad no se limita debido al fenómeno de estabilidad como sí ocurre en la línea AC. [Rodríguez, 2006]

Los sistemas HVDC nacieron en el año 1954 con el proyecto Gotland, primer proyecto de transmisión energética que utilizó la tecnología HVDC. Situado en Suecia, este proyecto conectaba Ygne, una región situada en la isla de Gotland con Västervik, en la parte continental de Suecia. El proyecto fue la primera línea de transporte comercial, transmitía una potencia de 20 MW a un voltaje de corriente continua (CC) de 100 kV y fue llevado a cabo por ABB. La interconexión entre Ygne y Västervik se realizó a través de 96 km de líneas submarinas y 7 km de líneas aéreas.

El transporte eléctrico se realiza en HVAC, pero la mejora de la electrónica de potencia consigue que cada vez sea más rentable tanto económica, técnica como medioambientalmente la ejecución de nuevos proyectos en HVDC, ya hay ejecutados o en construcción alrededor de 170 proyectos. La longitud crítica en líneas aéreas es de 600 km y en líneas subterráneas y submarinas de 40 km. Se pueden conectar sistemas asíncronos. Se puede invertir el flujo de energía. [López, 2015]

La transmisión de CD tiene muchas más ventajas, como estabilidad, soporte de emergencia controlado y ninguna contribución al nivel de cortocircuito. [Larruskain, 2015]

El estudio de la transmisión de corriente directa en alta tensión permite visualizar las ventajas que presenta ante los sistemas tradicionales de transmisión de corriente alterna, tanto en el volumen de potencia que se puede transmitir, como en las cuestiones económicas por la instalación de los sistemas de transmisión y conductores eléctricos. Mediante los estudios se ha podido comprobar que empleando CD se disminuye el capital invertido y el servicio es de mayor calidad. [Pech, 2013]

1.5.1.-Corriente eléctrica. es el flujo de carga eléctrica que recorre un material. También se puede definir como un flujo de partículas cargadas, como electrones o iones, que se mueven a través de un conductor eléctrico o un espacio

1.5.2.-Corriente Directa (CD). Es producida por los electrones que en un conductor se mueven de forma constante del polo negativo al positivo en una misma dirección. [Pérez, 2009]

1.5.3.-Corriente alterna (CA). Es producida por los electrones que en un conductor no se mueven de forma constante en la misma dirección, si no que circulan alternativamente del polo negativo al positivo y viceversa. [Pérez, 2009]

1.5.4.- Voltaje. Se define como la magnitud encargada de establecer la diferenciación de potencial eléctrico que existe entre dos puntos.

1.5.5.-Transmisión. En términos de electricidad se refiere a la parte de un sistema eléctrico de potencia del cual se encarga de transportar energía eléctrica de un punto a otro mediante conductores eléctricos.

1.5.6.-Electricidad. La electricidad es un conjunto de fenómenos producidos por el movimiento e interacción entre las cargas eléctricas positivas y negativas de los cuerpos físicos.

Metodología.

La presente investigación analiza datos e información recaudada de diferentes medios, razón por la cual se considera una investigación longitudinal retrospectiva. Pretende entender la correlación entre las condiciones necesarias para elegir una transmisión de corriente directa contrastando una transmisión de corriente alterna, por lo que se considera explicativa y también documental pues no se realiza manipulación experimental.

Así mismo, el presente trabajo es un trabajo con un aporte cualitativo en el análisis de sistemas eléctricos de potencia.

La metodología utilizada consiste en la recolección de datos es análisis y recopilación documental, la información se somete a un proceso analítico y sintético para obtener conclusiones y deducciones sobre la función y ventajas del sistema de transmisión de energía eléctrica de Corriente Directa

Capítulo I La Electricidad

1.1 Hechos relevantes sobre la electricidad.

Fue hasta hace unos pocos siglos: XVIII, XIX y XX, cuando se produjeron los grandes descubrimientos de la historia de la electricidad, primordialmente André-Marie Ampère, George Simon Ohm, Michael Faraday, James Prescott Joule y James Clerk Maxwell, todos ellos con sus significativas contribuciones en forma de leyes físicas.

André-Marie Ampère pudo deducir las leyes de atracción y repulsión entre cables conductores de corrientes eléctricas. Más tarde definió la unidad de medida de la electricidad, el amperio, denominada así en su honor.

En 1827 George Ohm enunció la ley que lleva su nombre y que establece la relación existente entre corriente, voltaje (presión eléctrica) y resistencia en un circuito. Por primera vez la electricidad pasó a ser una ciencia exacta.

Michael Faraday en 1831 descubrió el principio de lo que ahora se denomina inducción electromagnética.

El descubrimiento de Faraday condujo directamente al descubrimiento del dínamo, o principio del generador: cuando una bobina gira dentro de un campo magnético en el cable se genera una corriente eléctrica. Thomas Alva Edison, el científico e inventor estadounidense, desarrolló este concepto y construyó un generador eléctrico capaz de producir corrientes eléctricas mucho mayores que la pila de Volta.

En 1841, el inglés James Prescott Joule formuló las leyes del desprendimiento del calor producido al paso de una corriente eléctrica por un conductor. Estas leyes explican lo que ocurre en un cable que conduce corriente: éste se calienta porque la resistencia del cable convierte parte de la energía eléctrica en calor. Este principio es la base de todos los aparatos eléctricos de calefacción o similares.

La electricidad y el magnetismo siempre se estudiaron como dos cosas totalmente individuales. No fue hasta el año 1865 que estos dos fenómenos se unieron en la formulación de las ecuaciones de Maxwell, las cuales describen por completo los fenómenos electromagnéticos, considerándolos como el origen de la electricidad.

Estas ecuaciones básicas de la electricidad y el magnetismo se pueden utilizar como punto de partida para los cursos avanzados, pero generalmente se encuentran por primera vez después del estudio de los fenómenos eléctricos y magnéticos, en forma de ecuaciones unificadoras

Símbolos usados

E = Campo eléctrico	ρ = Densidad de carga	i = corriente eléctrica
B = Campo magnético	ϵ_0 = permitividad	J = densidad de corriente
D = Desplazamiento eléctrico	μ_0 = permeabilidad	c = velocidad de la luz
H = Intensidad de campo magnético	M = Magnetización	P = Polarización

Ecuaciones de Maxwell	
Ley de Gauss	
Forma Integral $\oint \vec{E} \cdot d\vec{A} = \frac{Q_{int}}{\epsilon_0}$	Forma Diferencial $\vec{\nabla} \cdot \vec{E} = \frac{\rho}{\epsilon_0}$
Ley de Gauss para el Magnetismo	
Forma Integral $\oint \vec{B} \cdot d\vec{A} = 0$	Forma Diferencial $\vec{\nabla} \cdot \vec{B} = 0$
Ley de Ampère-Maxwell	
Forma Integral $\oint \vec{B} \cdot d\vec{l} = \mu_0 \left(i_c + \frac{\epsilon_0 d\phi_E}{dt} \right)$	Forma Diferencial $\vec{\nabla} \times \vec{B} = \mu_0 \vec{J} + \mu_0 \epsilon_0 \frac{\partial \vec{E}}{\partial t}$
Ley de Faraday-Lenz	
Forma Integral $\oint \vec{E} \cdot d\vec{l} = -\frac{d\phi_B}{dt}$	Forma Diferencial $\vec{\nabla} \times \vec{E} = -\frac{\partial \vec{B}}{\partial t}$

Tabla 1. Ecuaciones de Maxwell.

1.2 Generación de electricidad y primeras líneas de transmisión.

La generación masiva de electricidad comenzó cuando, a finales del siglo XIX, se extendió la iluminación eléctrica de las calles y las casas. Gracias a sus grandes ventajas y sus crecientes aplicaciones, la electricidad fue uno de los motores fundamentales en la Segunda Revolución

Industrial, y fue en este punto donde grandes inventores y científicos conocidos dieron impulso a su carrera convirtiendo la innovación tecnológica en una actividad industrial activa.

Los inventos que más han contribuido al transporte de electricidad son:

- Thomas A. Edison, inventó la lámpara de cristal de vacío en el año 1879 y, en el año, 1881 se presentó en la Primera Exposición de Electricidad de París con una instalación completa de iluminación eléctrica de corriente directa (DC) que fue inmediatamente adoptada tanto por Europa como por América. En el año 1882, se realizó el tendido de una línea de 2 kV de DC de 50 km entre Miesbach y Munich (Alemania).
- Nikola Tesla (1856-1943), fue un inventor e ingeniero de origen croata, conocido por diseñar y trabajar en 1888 con el primer sistema de generación y transmisión de corriente alterna (AC) así como el primer motor eléctrico de corriente alterna.

El empleo de la corriente continua se vió desplazado ante el sistema de corriente alterna desarrollado por el ingeniero Nikola Tesla.

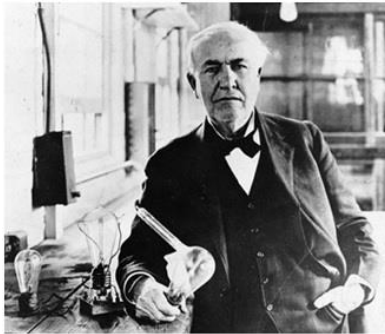


Fig. 1 Thomas Alva Edison posando junto con su bombilla

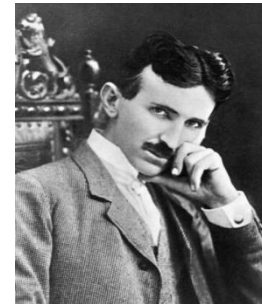


Fig. 2 Nikola Tesla

La primer línea transmisión a gran distancia de corriente alterna se da en Europa, donde Alemania construyó una línea de 175 km Lauffen hacia Frankfurt am Main con una generación en CA de 200 kw y una transmisión de 115 kv.

En 1954, la gran parte de Europa se encontraba ampliando su sistemas de potencia de CA para poder satisfacer a las poblaciones con la cantidad de energía que demandaban, entre el territorio de Suecia y la isla Gotland ocurría un acontecimiento tecnológico que revolucionará al mundo, la Swedish State Power Board había desarrollado un enlace de transmisión de corriente directa de alta tensión (High Voltage Direct Current). Este sería el primer sistema de CD de alta tensión comercial en el mundo.

El primer reto que tuvo que superar el HVDC fue desarrollar válvulas que pudieran transformar de CD a CA y viceversa, estas válvulas tenían que ser rentables, duraderas y económicas. En 1920 comenzó la investigación por el desarrollo de estas válvulas por la empresa sueca ASEA predecesora de ABB, dando como resultado la válvula de vapor de mercurio para altas tensiones.

Estas válvulas no fueron tan fáciles de diseñar y por el momento se debatía si el proyecto era rentable, la única manera de diseñarlas era con el conocimiento empírico adquirido, se tuvieron varios fracasos y hubo muchos intentos para lograr crear una válvula que resistiera altas tensiones.

En 1929 se llegó a la solución de que debían introducir electrodos de distribución entre el ánodo y cátodo de las válvulas de mercurio, este fue un gran descubrimiento dado que fue el pilar para el desarrollo del HVDC atribuyéndole la patente al Dr. Uno Lamm a quien se le considera como “padre del HVDC”.

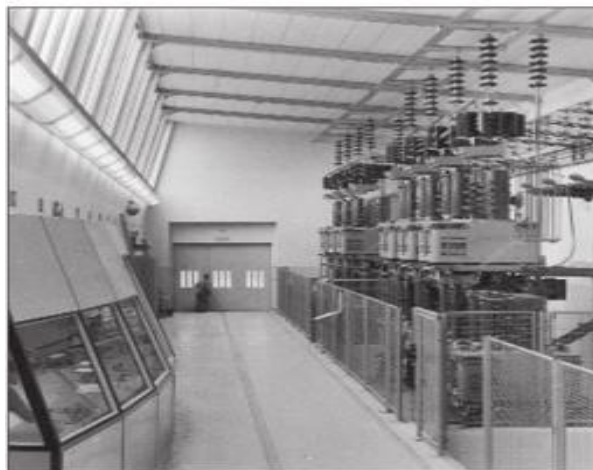


Fig. 3 Gunnar A.2003.Válvulas de vapor de mercurio del primer enlace de Gotland

1.3 La conexión de Gotland.

Una vez desarrollada la válvula de vapor de mercurio de alta tensión, había llegado el momento de comenzar a realizar pruebas. La Swedish State Power Board colocó una estación de prueba y una línea de transmisión de energía de 50 km en Trollhattan donde se tiene una central generadora. Las pruebas resultaron un éxito haciendo que en 1950 la Swedish State Power Board ordenara un pedido de equipos para realizar el primer sistema de transmisión de alta potencia (HVDC) que transmite energía del territorio de Suecia a la isla Gotland.

Otro problema había surgido debido a que Gotland es una isla y la conexión debía atravesar por debajo del agua para lograr su objetivo, fue necesario utilizar un cable submarino de CD al que se le atribuía el nombre de cable “clásico” utilizado desde 1895 para CA de 10 kv con aislamiento de papel impregnado en masa, más tarde se desarrolló un cable para voltajes de 100 kv en CD.

Después de innumerables pruebas y experimentos en 1954 entra en operación el enlace de Gotland con la tecnología HVDC con una potencia de 200 Mw, un voltaje de 100 kv y una corriente de 20 A dando inicio a una nueva transmisión de corriente en altas tensiones.

Desafortunadamente este sistema solo estuvo 28 años en operación, cerrando oficialmente en 1986.

Capítulo II High Voltage Direct Current (HVDC)

Cuando los sistemas tradicionales de transmisión de energía en CA llegan a sus límites y las necesidades técnicas y/o de factibilidad económica dejan de ser rentables se utiliza la transmisión HVDC.

Los sistemas HVDC tienen una capacidad de control rápida y precisa y tienen la función de cumplir con los siguientes propósitos de acuerdo con SIEMENS:

- Transmisión de energía a través de líneas aéreas de gran longitud, mediante cables largos donde un esquema de transmisión de CA no es económico.
- Transmisión de potencia en sistemas asíncronos
- Control exacto del flujo de energía en cualquier dirección.
- Mejora la estabilidad del sistema de CA.
- Control de potencia reactiva.
- Control de frecuencia.
- Amortiguación de oscilaciones de potencia.

Dependiendo del tipo de convertidor entre CA y CD usado para el sistema HVDC cuenta con dos tecnologías para la transmisión de energía las cuales son:

- Tecnología LCC (Line Commutated Converter).
- Tecnología VSC (Voltage Source Converter).

Las clasificaciones típicas para esquemas HVDC incluyen:

- Back-to-back: regularmente hasta 600 MW.
- Transmisión por cable: hasta 1000 MW por cable HVDC.
- Transporte a larga distancia: hasta 10000 MW.

2.1 Componentes principales del HVDC.

Las fuentes y generaciones de energía suelen ser de corriente altera, un requerimiento esencial en el sistema de corriente directa es la conversión de AC a DC en un principio y finalmente la inversión nuevamente de DC a AC en un final. Esta acción necesita de rectificadores y inversores de alta potencia. La llegada del tiristor de alta potencia ha hecho este trabajo más fácil. Hoy en día todos los sistemas HVDC prefieren emplear el convertidor de 12 pulsos debido a su reducción de armónicos.

Usualmente para que nuestro sistema HVDC funcione, se debe de componer de diferentes equipos y componentes que hacen posible el filtrado, la transformación, la rectificación o conversión, la aislación, la transmisión, etc. Estos equipos cumplen una función característica y deben de ser debidamente seleccionados para que nuestro sistema funcione eficientemente con la calidad que se desea, en este apartado analizaremos los principales componentes del sistema HVDC para plantear una idea general de la importancia que tienen cada uno de estos equipos.

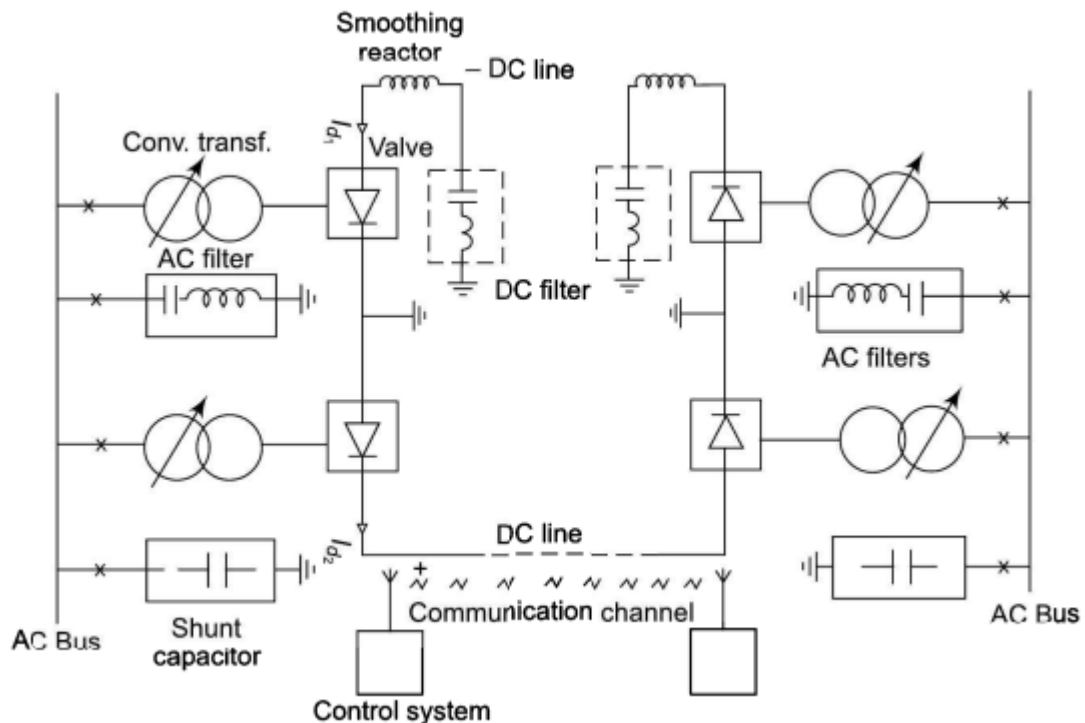


Fig. 4 Situación de los componentes principales de un sistema HVDC: AC Bus (Bus de CA), Conv. Transf. (Transformador de conversión), AC Filter (Filtro de CA), Shunt capacitor (capacitor de derivación), Smoothing reactor (reactor de suavizado), DC Filter (filtro de CD), Valve (válvulas de rectificación o inversión), DC Line (línea de CD de polo positivo o polo negativo), Communication Channel (Canales de comunicación).

Primeramente se muestra la colocación que llevan los principales componentes del HVDC en el sistema, a grandes rasgos, pues, conforme se desarrolle el tema se irán agregando componentes que también son de gran importancia para que el sistema funcione correctamente. En la figura 4 se muestra esta colocación y de la misma forma se irán desarrollando para comprender el funcionamiento de cada uno de estos componentes

En la figura 4 se puede observar un diagrama unifilar de un sistema HVDC en el cual comenzando del lado izquierdo podemos visualizar un bus de CA con sus respectivos filtros, en este bus se conecta nuestro transformador el cual realizara la tarea de modificar los niveles de tensión para así

pasar por nuestras válvulas rectificadoras las cuales se encargaran de transformar nuestra energía de CA a CD en esta parte también contamos con nuestros respectivos filtros pero ahora son de CD además de dos líneas de CD de polo positivo y polo negativo, tenemos un sistema de control con dos canales de comunicación y nuestras líneas de CD llegan a nuestras válvulas de inversión las cuales transforman la energía de CD a CA nuevamente pasando por un transformador que modificara los niveles de energía para así distribuir la energía a los consumidores.

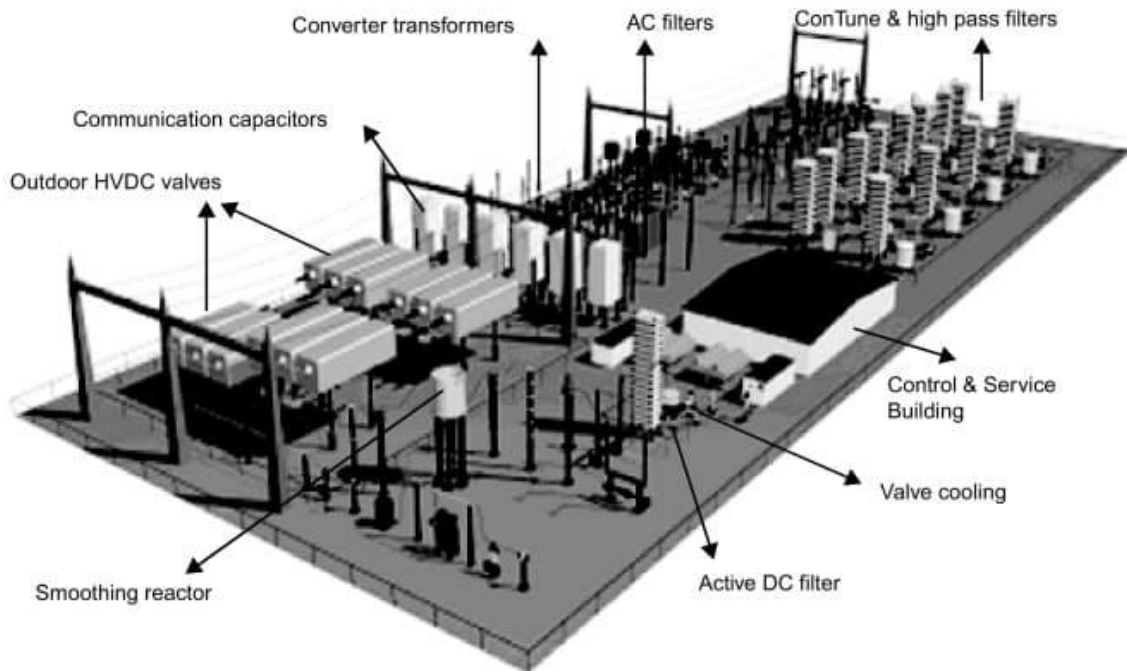


Fig. 5 Componentes principales de un sistema HVDC : Smoothing reactor (Reactor de suavizado o reactancia de suavizado), Active DC filter (Filtro de CD), Valve cooling (válvula de enfriamiento), Control and Service Building (Edificio de control y servicio), ConTune and high pass filters (Filtros high pass y Contune), AC Filters (filtros de CA), Converter transformers (Transformador convertidor), Communication capacitors (capacitores de comunicación), Outdoor HVDC valves (válvulas HVDC para exteriores).

Los principales componentes de un sistema HVDC son:

- Filtros AC y DC para proteger el sistema de la generación de armónicos y a su vez eliminarlos.
- Transformadores de conversión con relación adecuada y derivación variable.
- Convertidores AC/DC y DC/AC (Rectificadores e inversores).
- Cables
- Reactor de suavizado en el lado de C.D.
- Condensadores en paralelo para compensar la potencia reactiva generada
- Aisladores.
- Subestación de control de CD compacta (CD Compact Switchgear - CD CS).

2.1.1 Filtros AC y DC.

Los filtros se utilizan para equilibrar la potencia reactiva del sistema HVDC y el sistema de alimentación, además de que debe de cumplir con los estándares de alto rendimiento de armónicos.

Se pueden instalar filtros pasivos de sintonización simple, doble y triple, así como de paso alto, o cualquier combinación de los mismos, según los requisitos específicos de una estación.

Siempre que es posible se seleccionan filtros idénticos manteniendo un alto rendimiento incluso cuando un filtro está fuera de servicio.

A la entrada del sistema, es necesaria la utilización de un filtro AC, el cual tiene dos funciones dentro del sistema.

Por una parte se encargan de absorber los armónicos que son generados por el convertidor y por otra, proporcionan una parte de la potencia reactiva que necesita el convertidor para llevar a cabo el proceso de conversión.

El orden de los armónicos va a depender del tipo de convertidor que se tenga, por lo que el filtro va a depender, a su vez también, del tipo de convertidor.

Por ejemplo, los armónicos que aparecen en el sistema de potencia pueden extenderse sobre un gran rango de frecuencias y no a una sola. En un convertidor de seis pulsos se generan armónicos característicos de 5^a, 7^a, 11^a, 13^a, etc. Diseñar un filtro en derivación o serie para eliminar ésta gama de frecuencias sería muy complicado. Por lo tanto, debe plantearse una alternativa para aplicar algún filtro.

Eso ocurre sin embargo solo en las condiciones de funcionamiento ideal, pero las condiciones normales de explotación no son ideales, ocurriendo asimetrías y otros defectos de la señal, que hacen que se produzcan armónicos no característicos, como los de 3^o orden, por lo que los filtros han de ser capaz también de filtrar estos armónicos.

Además estos armónicos no característicos que aparecen, implican un aumento de las interferencias en las líneas telefónicas y una inestabilidad en los sistemas de control de la estación eléctrica.

Para terminar con los filtros en el lado de la corriente alterna, cabe decir que pueden ser de primer, segundo o tercer orden, estando las frecuencias de resonancia de estos en un intervalo comprendido entre los 3 y los 24 Hz.

Por otro lado, los filtros DC se sitúan en el lado de la corriente continua, normalmente conectados en paralelo con la línea de transmisión, teniendo como función principal la reducción de la

componente alterna de la señal continua que se desea obtener en este tipo de instalaciones, es decir, lo que se lleva a cabo es una reducción del rizado de la señal.

Esto se realiza básicamente mediante filtros del tipo paso bajo, que igual que ocurría en los filtros situados en el lado de la corriente alterna, se diseñan para ser capaces de filtrar los armónicos de varios órdenes.

A diferencia de los filtros AC, los filtros de D.C. no solo están formados por componentes pasivos tales como condensadores, bobinas o resistencias, sino que también existen dispositivos de electrónica de potencia, que inyectan un ruido armónico que está en oposición al que generan los convertidores, consiguiendo así, reducir su amplitud.

Por último hay que destacar que durante el diseño de estos filtros, se deben tener en cuenta las interferencias sobre líneas telefónicas, creadas por esas corrientes armónicas de elevada frecuencia que se producen.

En la figura 6 se muestra un ejemplo de filtro de corriente continua situados en el exterior. Se puede apreciar el tamaño de los mismos y la altura que tienen.



Fig. 6 Filtro de corriente continua en una instalación.

2.1.2 Transformadores de conversión.

Los transformadores HVDC son componentes clave de las estaciones HVDC.

Las estaciones convertidoras e inversoras de HVDC terminan las líneas de transmisión de CD de larga distancia o los cables marítimos de CD. Este tipo de transformador proporciona la interfaz entre las redes de CA y los rectificadores de alta potencia, y se utiliza para controlar el flujo de carga en las líneas de transmisión de CD.

El objetivo de estos transformadores es convertir la tensión de alterna de las líneas de entrada a la subestación, en tensión también de alterna de entrada a los convertidores AC/DC.

Además, también proporciona el aislamiento necesario entre la red eléctrica y el convertidor DC/AC o rectificador AC/DC, evitando así que se puedan inyectar corrientes continuas en la red.

También se pueden destacar dos funciones secundarias que realizan estos transformadores como son:

- Reducir el ruido en forma de armónicos que se producen en los convertidores hacia la red, tanto en los rectificadores como en los inversores.
- Limitar la corriente de pérdida en los tiristores de los convertidores, en caso de un cortocircuito.

Normalmente, se instalan dos grupos de transformadores, los cuales están desfasados 30 o 150 grados eléctricos, es decir, los esquemas de conexión de los mismos están representados por (Y-Y) y (Y- Δ).

Como principal característica que se debe señalar de estos transformadores, es su adaptación al alto contenido de armónicos que generan los convertidores, sin que sufran de un calentamiento excesivo que pueda ser perjudicial para el buen funcionamiento de este aparato.

Los montajes suelen llevarse a cabo con transformadores monofásicos con núcleos que están diseñados especialmente para soportar el calentamiento anteriormente comentado, la pre magnetización de continua del núcleo, el ruido y otras características de este tipo de montajes.

2.1.2.1 Opciones de diseño de los transformadores de HVDC.

El concepto de diseño de los transformadores HVDC está influenciado principalmente por el voltaje nominal, la potencia nominal y los requisitos de transporte, como las dimensiones, el peso y el modo de transporte. Muchas estaciones convertidoras de HVDC de gran potencia están ubicadas en áreas rurales con poca infraestructura. Con frecuencia, se deben cumplir perfiles geométricos especiales para mover tales transformadores por ferrocarril.

Por lo general, los transformadores HVDC son unidades monofásicas que contienen 2 ramas de devanado. Este concepto puede incluir 2 devanados de válvulas paralelos (dos para sistema delta o dos para sistema en estrella, (Figura 7). o dos devanados de válvulas diferentes (uno para triángulo y otro para estrella, (Figura 8). Con el fin de reducir la altura total de transporte, frecuentemente el

conjunto central incluye 2 brazos de retorno. Debido a los requisitos de redundancia en las estaciones HVDC, las unidades trifásicas son bastante poco comunes.



Fig. 7 Transformador convertidor para UHVDC de un sistema de transmisión bipolar de 800 KVDC, 6400MW; 2,071Km, una sola fase; 550 KVAC, 816kVdc; 321MVA; alimentación en estrella de alto pulso.



Fig. 8 Transformador convertidor para HVDC, sistema de transmisión bipolar de 500KVDC; 2500 MW: una sola fase: 420 KVAC; 515KVDC; 397 MVA; sistema estrella (lado izquierdo de la figura) y sistema delta (lado derecho de la figura)

Los devanados de la válvula están expuestos a esfuerzos dieléctricos de CA y CD y, por lo tanto, es necesario un conjunto de aislamiento especial. Además, se deben instalar sistemas de cables especiales que conectan las torretas y los devanados para soportar el voltaje de CD del rectificador, la corriente de carga contiene componentes armónicos de energía considerable, lo que genera mayores pérdidas y un mayor ruido.

Sobre todo, se necesitan casquillos especiales para que el lado de la válvula acceda a los terminales del devanado superior e inferior de cada sistema desde el exterior. En conclusión, se instalan dos casquillos idénticos para el sistema estrella o triángulo.

Para aprobar el diseño adecuado y la calidad de fabricación, se deben realizar pruebas especiales de inversión de polaridad de CD y CD aplicada. El banco de pruebas debe estar equipado con un aparato de prueba de CD, y debe proporcionar una geometría adecuada para soportar el voltaje de prueba de CD.

Además de los parámetros estándar de los transformadores de potencia, se deben conocer requisitos de rendimiento especiales para el diseño de transformadores HVDC. Estos parámetros son definidos conjuntamente por los diseñadores de la estación HVDC y los ingenieros de diseño del transformador para lograr un diseño rentable para todo el equipo.

Los parámetros especiales son:

- Niveles de prueba: CD aplicada, inversión de polaridad de CD y CA de larga duración define el conjunto de aislamiento del transformador
- El espectro armónico de la corriente de carga y la relación de fase generan pérdidas adicionales, que tienen que ser compensadas por el circuito de refrigeración.
- Impedancia de voltaje que afecta las dimensiones de los devanados y la altura total del transformador.
- Debe tenerse en cuenta la polarización de CD en la carga, la corriente y el neutro del transformador para el ruido sin carga y las pérdidas sin carga.
- La derivada de la corriente de carga (di/dt) es un parámetro clave para el cambiador de derivaciones bajo carga.
- Deben tenerse en cuenta los requisitos de sobrecarga para el circuito de refrigeración y la capacidad de los refrigeradores.
- El rango de regulación y el número de pasos influyen en el voltaje por vuelta, que es un parámetro de diseño clave.
- Deben tenerse en cuenta los requisitos sísmicos para la resistencia mecánica de las torretas, tomas de corriente y bujes.

Como se vio anteriormente los transformadores de CD tienen aspectos constructivos que los diferencian bastante de los transformadores de CA.

Los transformadores trifásicos de CA más habituales suelen ser de tres columnas. El núcleo magnético de estos transformadores tiene tres columnas de igual sección e igual a la de los yugos. Sobre cada columna se bobinan (uno sobre el otro con una capa de aislamiento intermedia) los dos devanados (primario y secundario) de una de las fases. Las tres fases del primario se conectan entre

sí en estrella, en triángulo o mediante una conexión especial denominada zig-zag. Análogamente sucede con las tres fases del secundario.

Dependiendo de los requisitos del sitio, pueden diseñarse como transformadores de devanados múltiples o autotransformadores, en unidades trifásicas o monofásicas. Incluso con valores nominales de más de 1000 MVA y tensiones de hasta 1200 kV (800 kV), aún no se han alcanzado los límites de viabilidad, estas unidades se fabrican de acuerdo con IEC 60076.

Cada transformador se diseña de acuerdo con los parámetros básicos del transformador, pero se pueden introducir muchas características clave adicionales en el diseño del transformador de CA, entre las que se encuentran:

- Transformador de baja pérdida y alta eficiencia
- Transformadores de bajo ruido
- Líquidos aislantes alternativos
- Soluciones de resiliencia de red
- Transformadores móviles
- Transformadores con sistemas de recuperación de calor.

El transformador trifásico sumergido en aceite con depósito de expansión es el más utilizado en los centros de transformación. En el transformador se incorporan una serie de elementos de control, protección, que lo hacen más práctico y seguro. Estas son las partes constructivas que forman parte del transformador:



Fig. 9 Elementos que componen el transformador sumergido en aceite con depósito de expansión

Elementos de un transformador trifásico sumergido en aceite con depósito de expansión:

Pasa-tapas de entrada: conectan el bobinado primario del transformador con la red eléctrica de entrada a la estación o subestación transformadora.

Pasa-tapas de salida: conectan el bobinado secundario del transformador con la red eléctrica de salida a la estación o subestación transformadora.

Cuba: es un depósito que contiene el líquido refrigerante (aceite), y en el cual se sumergen los bobinados y el núcleo metálico del transformador.

Depósito de expansión: sirve de cámara de expansión del aceite, ante las variaciones de volumen que sufre ésta debido a la temperatura.

Indicador del nivel de aceite: permite observar desde el exterior el nivel de aceite del transformador.

Relé Bucholz: este relé de protección reacciona cuando ocurre una anomalía interna en el transformador, mandándole una señal de apertura a los dispositivos de protección.

Desecador: su misión es secar el aire que entra en el transformador como consecuencia de la disminución del nivel de aceite.

Termostato: mide la temperatura interna del transformador y emite alarmas en caso de que esta no sea la normal.

Regulador de tensión: permite adaptar la tensión del transformador para adaptarla a las necesidades del consumo. Esta acción solo es posible si el bobinado secundario está preparado para ello.

Placa de características: en ella se recogen las características más importantes del transformador, para que se pueda disponer de ellas en caso de que fuera necesaria conocerlas.

Grifo de llenado: permite introducir líquido refrigerante en la cuba del transformador.

Radiadores de refrigeración: su misión es disipar el calor que se pueda producir en las carcassas del transformador y evitar así que el aceite se caliente en exceso.



Fig. 10 Transformador de corriente alterna de la compañía ABB



Fig. 11 Transformador de corriente continua de la empresa ABB

Mediante las dos figuras anteriores se puede apreciar de manera clara las diferencias que existen entre un transformador de corriente alterna y un transformador de corriente directa. La principal diferencia existente y que se aprecia a simple vista, es la elevada altura y longitud de las boquillas.

Para terminar de hablar de los transformadores de conversión se puede señalar una segunda diferencia constructiva de estos equipos frente a los transformadores de corriente alterna, como es el montaje del radiador y de la ventilación, que en este caso suelen estar colocados en el lado opuesto a los contactos, para que se facilite de esta manera el cambio del transformador.

2.1.3 Convertidores AC/DC y DC/AC.

En todos los esquemas HVDC que evolucionaron después de 1970, solo se utilizan válvulas de tiristores en los convertidores. Se han desarrollado nuevas técnicas que utilizan freón para enfriar la unión de los tiristores, para permitir que la temperatura de las uniones de las válvulas sea lo más

baja posible. Esto ha aumentado la capacidad de manejo de energía de los dispositivos. Los nuevos desarrollos como el tiristor de apagado de compuerta (GTO, 8Kv, 4000A), los IGBT (6.5Kv, 1000A) y los tiristores activados por luz con lámpara de destello de cesio-mercurio confiables para fuentes de luz de alta potencia, han hecho que los esquemas de control no solo sean más confiables también han reducido el uso de más de 2000 componentes electrónicos por válvulas según Jack L. Tink, gerente de marketing de HVDC en General Electric, en la figura 12 se encuentra el proceso de evolución de las válvulas de inversión con el paso de los años.

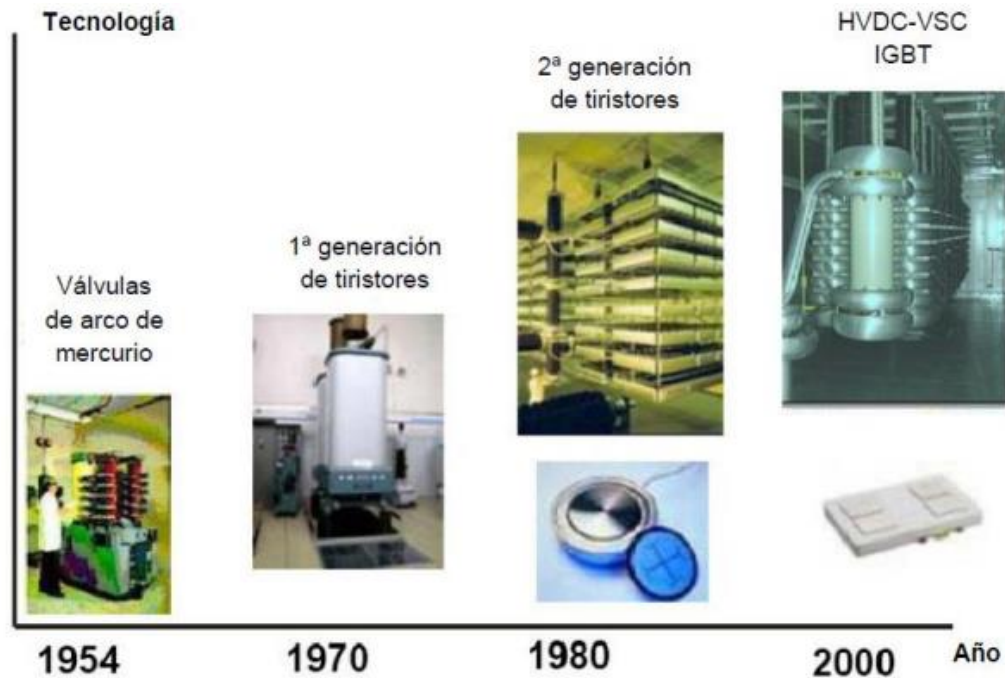


Fig. 12 Desarrollo de válvulas HVDC.

Hoy, las válvulas HVDC han entrado en una nueva fase con el desarrollo de válvulas IGBT. A partir de un "chip" básico con una clasificación PIV de 4 a 6 kV y alrededor de 1000A, se fabrica un módulo con unos cuantos tiristores IGBTs conectados en combinación en serie y paralelo para una clasificación de voltaje de 10 a 15kV y la clasificación de corriente requerida (1kA a 3kA). Una válvula se construye con dichos módulos en serie de hasta 500KV. Con IGBTs que se auto conmutan (a diferencia de los tiristores), los módulos se organizan en stak-paks, con los que se construyen las válvulas de pila. En la figura 13 se muestra la disposición del convertidor HVDC que utiliza válvulas de tiristores, así como IGBT. Los desarrollos de válvulas HVDC se muestran gráficamente en la figura 14 Hoy en día las válvulas IGBT se utilizan principalmente en cables submarinos y esquemas de cables en el rango de potencia de 100 a 500MW con una tensión nominal de hasta 200kV.

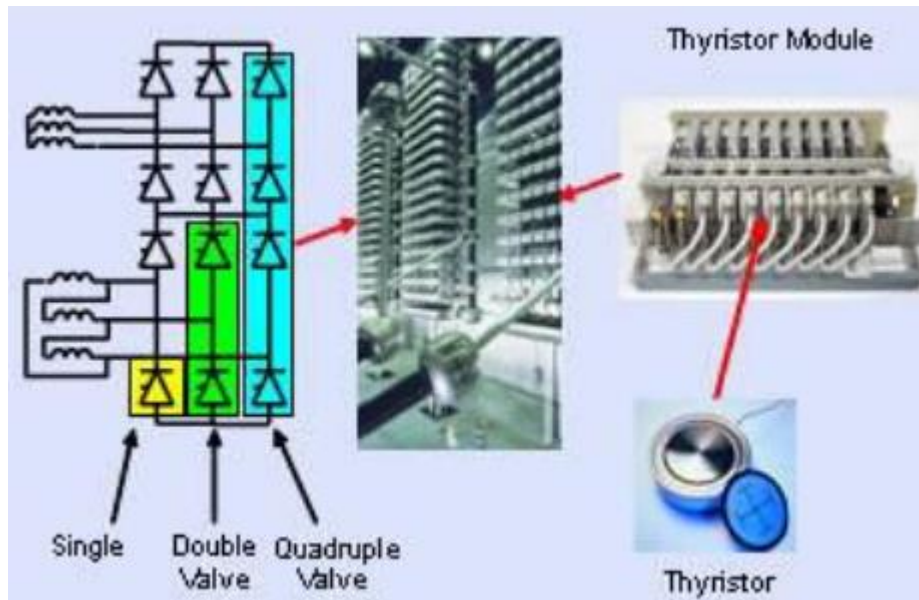


Fig. 13 Disposición de válvula de tiristor HVDC

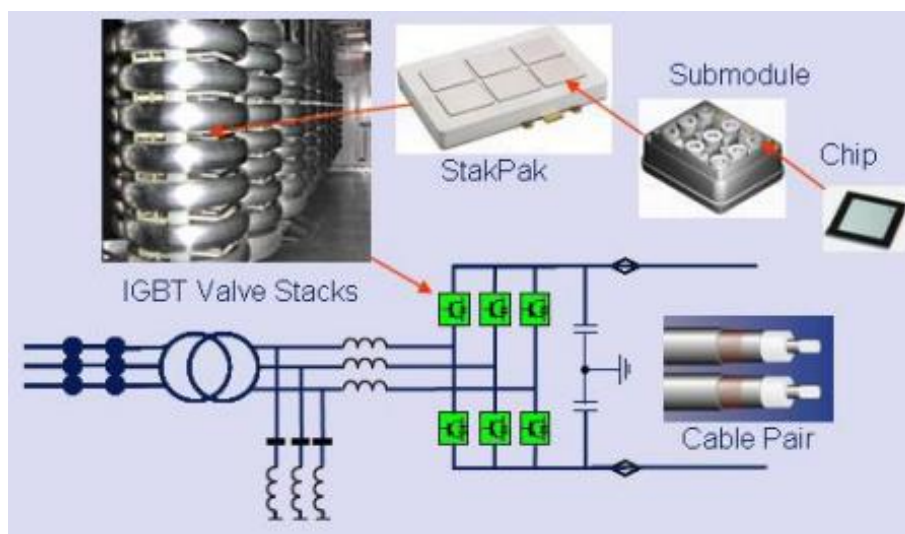


Fig. 14 Disposición de válvula HVDC IGB clásico

En las estaciones HVDC, hablamos de dos tipos de convertidores, aquellos que realizan en cambio AC/DC (rectificadores) y los que lo realizan a la inversa DC/AC (inversores).

Cabe destacar, que dentro de estos convertidores, existen dos tecnologías principales de funcionamiento, como son la LCC (Line Commutated Converter) y la VSC (Voltage Source Converter), tecnologías de las cuales se hablará en un punto posterior a este, comentando los aspectos más importantes de cada una de ellas, viendo las ventajas e inconvenientes presentes.

Básicamente de lo que tratan estos dispositivos, tiristores en la tecnología LCC e IGBT en la tecnología VSC, que son dos tipos diferentes de válvulas, es de rectificar la tensión alterna para

convertirla en continua, o realizar el proceso contrario, que es la inversión de esta corriente continua para, de nuevo, obtener corriente alterna, a continuación en la tabla 2 se puede observar los valores de operación de válvulas como la IGBT o los tiristores.

Dispositivo	Voltaje máximo (v)	Corriente mínima (A)	Corriente máxima (A)	Frecuencia máxima (kHz)	Temperatura de operación (°C)
Diodo	5000		5000	1	-40° a 125°
Tiristor (SCR)	6000	600 a 800	3500	0.5	-40° a 115°
SIC	2500	800	800	>2	-40° a 115°
MCT	3000	400	-----	>2	-40° a 115°
GATT	1500	400	200	3	-----
LASCR	6000	500	2500	1	-40° a 115°
GTO	4500	650	3000	2	-40° a 125°
IGBT	6500	800	3000	2	-20° a 150°

Tabla 2 Valores de operación de elementos semiconductores como el tiristor y la válvula IGBT.

En la conversión AC/DC, lo que nos interesa es tener a la entrada el mayor número de fases posibles, ya que esto nos permite tener a la salida, una señal continua prácticamente plana, es decir, con el mínimo rizado posible.

Esto es posible, ya que este tipo de válvulas, nos permiten controlar a voluntad el paso de corriente en un sentido y no en el otro.

Como ejemplo gráfico, se muestra en la figura 15 una instalación de rectificadores, en la que se puede ver el tamaño de la misma.

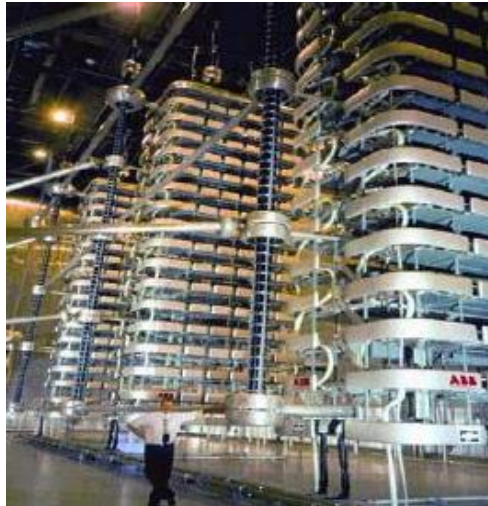


Fig. 15 Instalación interior de las válvulas

2.1.4 Tipos de cables para un sistema HVDC.

El cable de transmisión HVDC juega un papel importante en el suministro de energía de un centro urbano, una isla o a través del mar. Los cables HVDC tienen especificaciones técnicas que los hacen confiables para su uso a largas distancias, ya sea aéreo, subterráneo o incluso submarinos.

El tipo de cable seleccionado tiene una fuerte influencia en el coste del sistema, y particularmente en el coste de la instalación. Existen muchos factores cuya combinación determinan la tipología del cable a emplear. Los factores más relevantes son la potencia, tensión y distancia a transmitir, los cuales tienen gran influencia tanto en el modo de transporte, cómo en el tipo de cable a emplear.

Pero también existen otros factores que afectan a la estructura que poseerá el cableado. Entre estos factores nos encontramos el tipo de suelo, profundidad del fondo marino, corrientes y mareas dadas, cable enterrado o sobre el fondo marino, profundidad de enterrado, existencia de anclajes en la zona, es decir, parámetros característicos de la ubicación seleccionada.

La principal diferencia entre los cables submarinos y los aéreos es la gran capacidad que aparece a lo largo de la línea en los cables submarinos. Debido a este comportamiento, aparece una corriente reactiva que reduce la capacidad de transmisión del cable y por ello se requiere compensación en ambos extremos. Este fenómeno aparece en los sistemas HVAC, pues la corriente parásita es proporcional a la frecuencia, y en sistemas HVDC la frecuencia es nula. Esta corriente capacitiva viene dada por:

$$I_c = 2\pi fCVL$$

Donde f es la frecuencia, C es la capacidad por km, V es la tensión del cable y L la longitud del cable en km. Y la corriente activa que será capaz de transportar un cable de HVAC, teniendo en cuenta estas corrientes parásitas viene dada por:

$$I_p^2 = I_t^2 - I_c^2$$

Donde la corriente I_p es la corriente activa e I_t es la corriente total que circula por el cable.

De forma general, la estructura de un cable HVDC debe estar formada por los siguientes componentes:

- Conductor central: Es el núcleo del cable y está compuesto por un grupo de alambres roscados que forman una sección circular. El material del núcleo que se emplea normalmente en media y alta tensión es el cobre, aunque también puede utilizarse el aluminio, pero debido a su menor capacidad de conducción es necesario un mayor diámetro en el conductor. A mayor área transversal del conductor se obtiene una mayor capacidad de transporte, aunque dicha área puede ser incrementada hasta unos 2000 mm², pues si aumentamos el radio, el cable es más rígido y complicado de doblar y su radio de plegado llega a ser demasiado grande (5-6 m), [5.3]. Por otro lado, la capacidad de transporte es también función de la tensión y potencia nominales, longitud del cable, tipo de instalación, profundidad de enterramiento, tipo de suelo y las pérdidas eléctricas.

Respecto al número de conductores, en los cables de un sistema HVAC se pueden unir las tres fases en un solo cable tripolar, reduciendo así costes en cables y en la instalación de los mismos. Además, con esta disposición se produce una reducción en el campo electromagnético exterior y también menores pérdidas por inducción que en el caso de tres cables unipolares. En los sistemas HVDC, el camino de retorno puede ser por un electrodo a tierra, un conductor de retorno como parte del cable de corriente continua o mediante un cable de corriente alterna de baja tensión. En el caso de un electrodo o del cable de baja tensión, se reduce el coste en cableado, aunque particularmente, para el caso de utilizar un electrodo es necesario analizar la regulación ambiental de la localización, ya que se producirán reacciones químicas en tal electrodo.

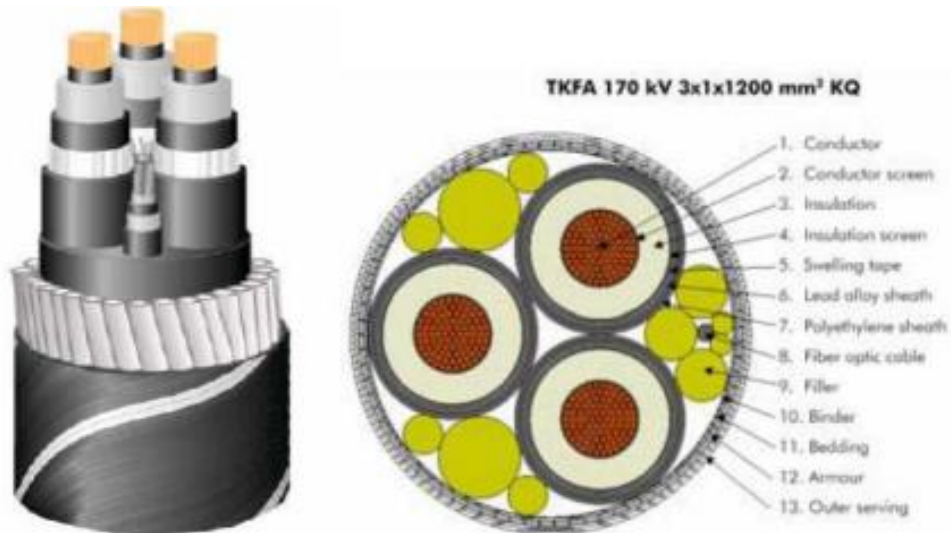


Fig. 16 Componente eléctrico de un cable submarino : 1) conductor, 2) pantalla semiconductora interna, 3)aislamiento, 4)pantalla semiconductora externa, 5) cinta de inflamación, 6) cubierta de aleación de plomo, 7) cubierta de polietileno, 8) cable de fibra óptica, 9) relleno, 10) cubierta exterior, 11) asiento, 12) armadura, 13) cubierta exterior

- Aislamiento eléctrico En los cables de transmisión se emplean los siguientes tipos de aislamiento:

Cable con aislamiento de papel de celulosa impregnado de aceite mineral o sintético. La impregnación de aceite puede ser de dos tipos, un llenado de aceite a baja presión (LPOF) o lleno de un fluido a baja presión (LPFF). En ambos casos, se cubre el núcleo con un eje hueco por el que se hace circular el aceite mediante estaciones de bombeo en ambos extremos de la línea. De modo que para poder mantener una presión constante a lo largo del cable, estos sistemas pueden ser construidos para unas longitudes de transmisión hasta 50 km. Este método tiene el inconveniente de que la instalación y el mantenimiento del sistema de bombeo corren el peligro ambiental de derrames de aceite. Sin embargo, se trata de una tecnología bien establecida y aún se están introduciendo en el mercado cables mejor realizados.

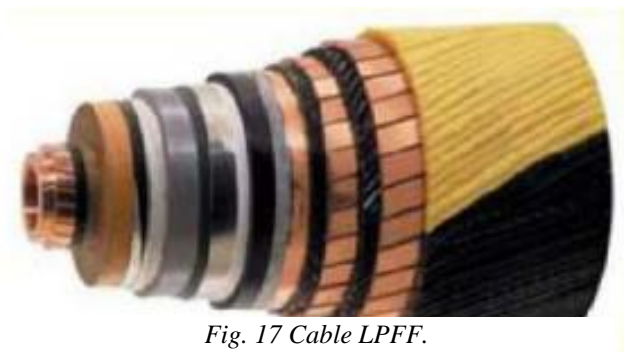


Fig. 17 Cable LPFF.

Cables con aislante sólido (Mineral insulation - MI): se trata de cables cuyo aislamiento viene dado por papel de alta densidad, impregnado de una mezcla densa de aceite y resinas. A continuación, el cable es cubierto por unas capas de polietileno extruido y acero galvanizado, que lo protege de la corrosión y de las deformaciones mecánicas durante su funcionamiento. Es común también que se refuercen con una capa de acero y/o plomo. Como dato, se puede decir que fue el único cable instalado a una profundidad de 1000 m, en la interconexión entre Italia y Grecia, cuya conexión era a 400 kV y 500 MW, cubriendo una distancia de 160 km.

Este tipo de cables, está disponible para tensiones de hasta 500 kV y potencias de 800 MW, viniendo los límites técnicos impuestos por la temperatura y la tensión, 55 °C y 600 kV, no teniendo limitada su longitud por debajo de estos valores.

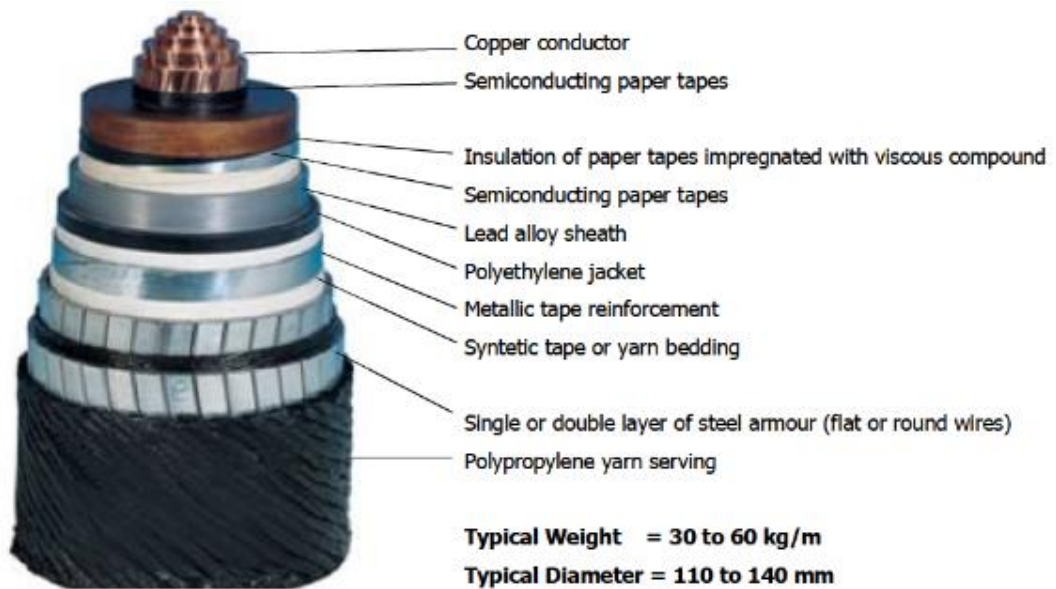


Fig. 18 Componentes de un cable con aislante sólido (Mineral insulation - MI). 1.-Conductor de cobre. 2.- Semiconductor de cintas de papel 3.- Aislamiento con cintas de papel con material viscoso. 4.- Semiconductor de tiras de papel. 5.- Cubierta de aleación de plomo. 6.-Forro de polietileno. 6.- Capa metálica reforzada. 7.- Capa sintética. 8.- Capa simple o doble armadura de acero (alambres planos o redondos). 9.- Forro de polipropileno.

Cable de polietileno reticulado (XLPE): en este cable lo que se utiliza como aislante es un polímero extruido, resultando un cable con aislamiento seco. Las limitaciones térmicas que presenta este tipo de cables son de 90 °C como temperatura de trabajo, pudiendo llegar hasta los 250 °C hasta situaciones de cortocircuito. Se pueden encontrar este tipo de cables en instalaciones HVDC con generación o consumos en alta mar, como aerogeneradores o plantas

petrolíferas, además de las ya conocidas aplicaciones que tiene este tipo de cables con la corriente alterna. Según Nexans, un fabricante noruego, puede fabricar cables de XLPE para una tensión de hasta 420 kV y ABB, según comenta, construye cables para hasta una tensión de 245 kV y una potencia de 500 MW

Además según el informe de la Interconexión Eléctrica Península-Baleares del año 2007, los cables MV de retorno son de este aislamiento, añadiendo pantallas metálicas de cintas de cobre.



Fig. 19 Cable de polietileno reticulado (XLPE) 1.-conductor. 2.-Pantalla del conductor. 3.-Aislamiento XLPE. 4.-Pantalla de aislamiento. 5.-Cinta semiconductora. 6.- Pantalla de alambre de cobre. 7.- Cinta laminada de cobre. 8.- Revestimiento exterior de PE o PVC.

El cable submarino XLPE fue desarrollado en los años 80's para más de 220KV y para voltajes menores. Su fabricación y experiencia operativa es mucho mejor que los conductores submarinos oil-filled (OF). Hasta ahora el cable submarino de mayor voltaje XLPE es de 2.2km de largo y transmite 420Kv, consta de 4 cables submarinos instalados por NEXANS para el gran yacimiento de gas de Ormenlage en el mar de noruega.

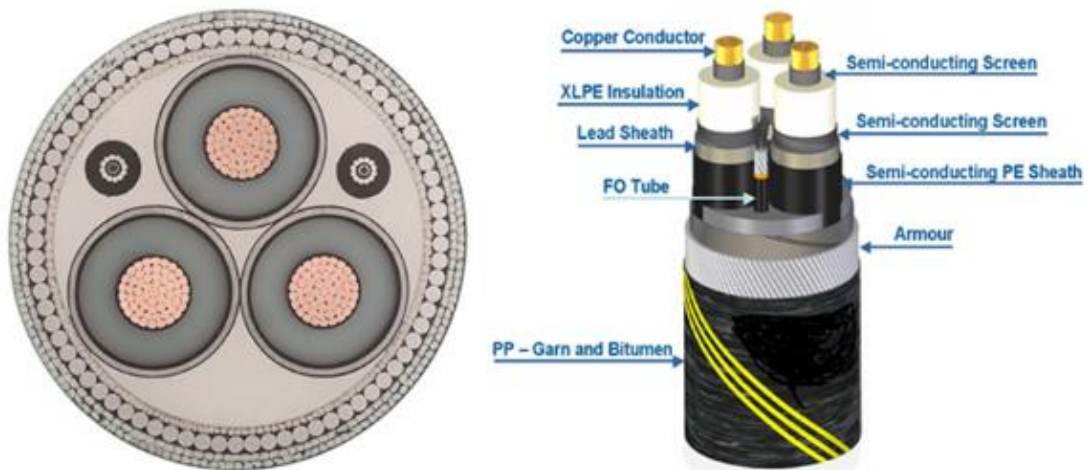


Fig. 20 Núcleo de un cable submarino XLPE: Copper Conductor (Conductor de cobre), XLPE Insulation (Aislamiento XLPE), Lead sheath (envoltura principal), FO Tube (fibra optica), Semi-conducting Screen (Pantalla semiconductora), Semi-conducting PE Sheath (envoltura semiconductora de PE), Armour (armadura).

Cables con aislante de aceite fluido (Oil Filled - OF): en este caso, se habla de cables cuyo sistema de aislamiento está compuesto por papel impregnado por un fluido sintético de baja densidad, el cual se mantiene constantemente a presión en un conducto realizado en el centro del conductor, conllevando esto una limitación en el nivel de profundidad máxima de colocación. Aunque hablamos también de grandes profundidades, aun así supone una solución muy utilizada desde hace muchos años para grandes transmisiones de energía, siempre que se intente no superar los 85°C. Como inconvenientes se puede resaltar que al poner un fluido en circulación, es necesario la existencia de circuitos hidráulicos y estaciones de bombeo en ambos extremos, por lo que este tipo de cables presenta una longitud limitada entorno a los 100 km. Además de esa imposición, la posibilidad de que se produzca una fuga de aceite constituyen un peligro potencial para el medio ambiente, haciendo que el uso de estos cables este muy cuestionado desde ese punto de vista.

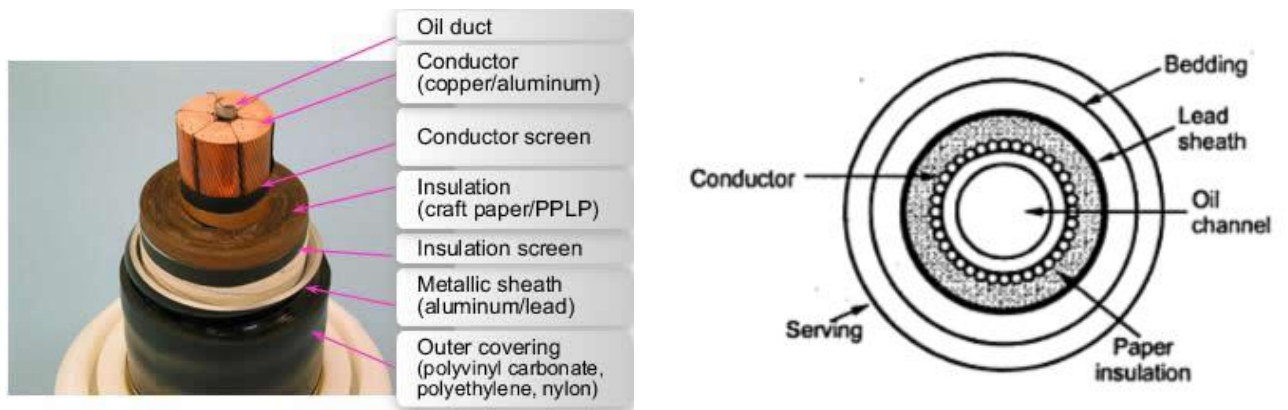


Fig. 21 Cable tipo Oil Filled. Oil duct (conducto de aceite) copper or aluminum conductor (conductor de aluminio o cobre), conductor screen (pantalla del conductor), craft paper or PPLP insulation (aislamiento de papel o PPLP), insulation screen (pantalla de aislamiento), Metallic Sheath (funda metálica), Outer covering (cubierta externa).

Cables con aislante mixto papel-propileno (Paper Polypropylene Laminated - PPL): en este caso, el aislamiento de estos cables está compuesto de papel de alta densidad impregnado de una mezcla viscosa, pero de manera que las capas de papel quedan separadas por películas de Propileno. Esta solución, la cual ha sido desarrollada recientemente, consigue conjugar las ventajas de las dos tecnologías precedentes. Permite unas ganancias del 25 al 50 % de la potencia transportada, en relación con la solución de aislante sólido anteriormente comentada, debido a que se consiguen reducir las pérdidas dieléctricas, o una reducción del 30 % de las dimensiones para un mismo trayecto. Por lo que, la utilización de esta tecnología, nos permite construir tramos significativamente más largos y transportar en la plataforma de tendido hasta un 25 % más de cable, en comparación con las tecnologías anteriormente comentadas.

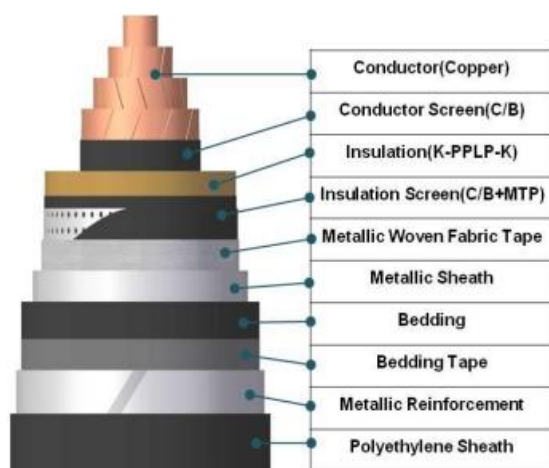


Fig. 22 Construcción de cable tipo PPL para $\pm 500\text{kV}$. Conductor (conductor), Conductor Screen (pantalla del conductor), Insulation (aislamiento), Insulation screen (pantalla del aislamiento), Metallic Woven Fabric tape (cinta de malla metálica), Metallic Sheath (envoltura metálica), Bedding tape (cubierta), Metallic Reinforcement (reforzamiento metálico), Polyethylene Sheath (envoltura externa de polietileno)

Cable extruido para VSC: esta nueva tecnología, aparece con el objetivo de superar las limitaciones que los cables extruidos existentes presentan en un sistema HVDC convencional. Se trata de nuevos cables plásticos, los cuales combinan gran capacidad para trabajar a altas tensiones en corriente continua (100 kV), con un bajo peso y potencias elevadas, mayores de 30 MW



Fig. 23 Cable extruido para VSC.

Existe otro tipo de aislamiento de material termoestable utilizado en cables submarinos como es la goma de etileno propileno (EPR), cuyas propiedades por debajo de 69 kV, son similares a los cables de XLPE pero tienen el inconveniente que a niveles más altos de tensión tienen mayor capacidad parásita.

- Pantalla metálica: Alrededor de la capa semiconductora externa, se añade una envoltura metálica por la que se conecta a tierra el cable para que circule la corriente de falta si ocurre un fallo en el mismo. Además sirve de protección contra el agua. En esta capa, en el caso de utilizar corriente alterna, se induce una corriente que genera pérdidas en el sistema.
- Armadura Los cables son recubiertos con una armadura externa formada por alambres de acero galvanizado que aporta resistencia mecánica con una protección anticorrosión. En algunas ocasiones se utiliza un repelente para evitar daños por la fauna marina. En esta capa también se producen corrientes de inducido en el caso de corrientes alterna.
- Fibra óptica La fibra óptica es un elemento esencial para el buen funcionamiento de la planta pues es el agente que realiza la transmisión de datos de información y órdenes de mando y hace posible, por tanto, la monitorización de la misma. Los cables de fibra óptica pueden ser instalados alrededor del cable o como parte del relleno en cables multipolares.

Los elementos básicos que constituyen un cable de fibra óptica son los siguientes:

- ✓ Fibras ópticas
- ✓ Tubo central con gel
- ✓ Cubierta interior
- ✓ Armadura
- ✓ Cubierta exterior

El uso de fibra óptica limita también la temperatura alcanzada por el cable pues se pueden producir daños en las propias fibras. En la figura 24 se puede apreciar cómo se distribuye un cable submarino con fibra óptica.



Fig. 24 Cables submarinos con fibra óptica

- **Cubierta exterior** Se trata de una envoltura exterior global de propileno como capa de protección final. Está cubierta asegurará una correcta protección contra la abrasión, el desgarro y la humedad.

2.1.5 Smoothing Reactor (Reactancia de alisado).

Al principio y fin de la línea de CD se coloca una reactancia de suavizado, se la conoce como smoothing reactor y es una reactancia inductiva. Tiene como objetivo: prevenir la resonancia y reducir las corrientes armónicas.

Los reactores de suavizado son reactores conectados en serie insertados en sistemas de CD para reducir las corrientes armónicas y transitorias sobre las corrientes y/o ondas de corriente en los sistemas de CD.

Son necesarios para suavizar la forma de onda de corriente continua para reducir pérdidas y mejorar el rendimiento del sistema. Los reactores de suavizado se utilizan en enlaces HVDC y aplicaciones industriales que incluyen sistemas de tracción, variadores de velocidad, sistemas UPS, etc.

Los reactores de suavizado reducen la aparición de fallas de alternancia en los inversores causadas por las caídas en el voltaje de CA en el bus del convertidor. Previenen fallas de comunicación consecuentes en los inversores al reducir la tasa de aumento de corriente continua en el puente cuando el voltaje directo de otra serie de puentes conectados colapsa.

Los reactores de suavizado suavizan la ondulación en la corriente directa para evitar que la corriente se vuelva discontinua para cargas ligeras. Disminuyen los voltajes armónicos y las corrientes en las líneas de CD. Limitan la corriente de cresta en el rectificador debido a un cortocircuito en la línea de CD.

Los reactores de suavizado limitan la corriente en las válvulas durante la operación del par de derivación del convertidor debido a la descarga de las capacidades de derivación de la línea de CD.

Las ventajas de su utilización son:

- Perfecta resistencia mecánica para soportar altas fuerzas de cortocircuito
- El aumento de temperatura limitado permite una vida útil más larga
- Protección especial de la superficie contra los rayos UV y la contaminación en áreas de Clase IV
- Diseño libre de mantenimiento.

En la figura 25 se muestra un smoothing reactor.



Fig. 25 El reactor de alisado de $\pm 800\text{KV}$ desarrollado independientemente alcanza el nivel avanzado mundial

2.1.6 Condensadores en paralelo.

En transmisiones HVDC - LCC, se consume energía reactiva de aproximadamente el 60% de la energía activa que se está transmitiendo. La potencia reactiva es generada en el proceso de conversión debido al retraso en el ángulo de disparo de la estación de conversión. Como el sistema de CD no genera ni requiere de potencia reactiva esto debe ser compensado instalando condensadores en paralelo en el lado de AC del convertidor en ambos extremos del sistema. Estos condensadores suministran la energía reactiva necesaria para mantener el nivel de tensión en el convertidor. Estos se conectan o desconectan automáticamente mediante interruptores y pueden hacer las veces de filtros de armónicos.

La compensación de vars estáticos depende de la relación de corto circuito (SCR) del sistema de CA. Para un sistema de CA débil (bajo SCR) la elección apropiada de los condensadores es más seriamente considerada.

En la figura 26 se puede observar un banco de capacitores conectado en paralelo en una subestación eléctrica.



Fig. 26 Banco de capacitores conectados en paralelo.

2.1.7 Aisladores.

Los aisladores en las líneas de transmisión de alta tensión sirven fundamentalmente para sujetar a los conductores, de manera que estos no se muevan en sentido longitudinal o transversal.

En la figura 27 se puede observar una torre de transmisión de 745 KV ubicada en Alemania, la cual contiene 10 cadenas de aisladores por fase



Fig. 27 Torre de transmisión de 745 KV ubicada en Alemania.

Como su nombre lo indica, deben evitar la derivación de la corriente de la línea hacia tierra, ya que un aislamiento defectuoso acarrea pérdidas de energía y en consecuencia un aumento del gasto de explotación comercial del sistema.

Los aisladores cumplen la función de sujetar mecánicamente los conductores a las estructuras que los soportan, asegurando el aislamiento eléctrico entre estos dos elementos. Así pues, los aisladores son capaces de soportar los esfuerzos a los que sean sometidos y sus cualidades eléctricas y mecánicas no deben ser afectadas.

Los esfuerzos eléctricos que deben soportar resultan de:

- El voltaje de frecuencia industrial de operación de estado estable (voltaje de operación más alto del sistema).
- Sobretensiones temporales a frecuencia industrial
- Sobretensiones de maniobra y rayo.

Además, deben facilitar todo trabajo que pudiera efectuarse en la línea, aún mantenida en tensión eléctrica, sin perjudicar la recepción de las señales electromagnéticas, radio, televisión y otros, ni la estética si fuera posible.

Los aisladores se pueden clasificar desde diferentes puntos de vista, según el material elegido para su manufactura: aisladores de vidrio, porcelana o de plástico. Según su uso se tienen aisladores de intemperie y aisladores de recintos cubiertos, aislador de suspensión o aisladores de amarre, así como también aisladores de apoyo.

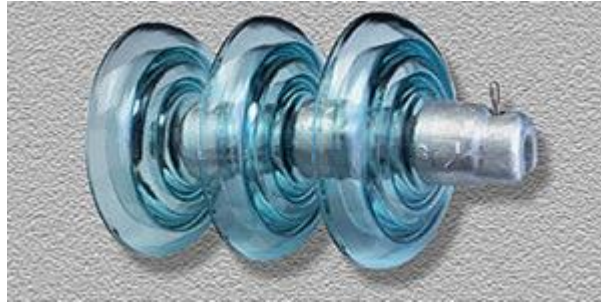


Fig. 28 Aislador de vidrio para corriente continua

2.1.7.1 Materiales para Aisladores.

Las pioneras líneas de transmisión aéreas de distribución de electricidad de alta tensión de corriente continua en 1882 y luego de alterna en 1885, fueron construidas con aisladores de vidrio recocido rígidamente ligados al soporte, a los cuales estaban sujetos los conductores por medio de una ligadura.

La porcelana se probó sin gran éxito entre 1890 y 1893, para cuando se desarrolló el procedimiento de fabricación por vía húmeda, que permitió obtener un material no poroso, de características mecánicas superiores a las del vidrio recocido. La cerámica por su parte se desarrolló y en 1903 se realizaron los primeros aisladores con este material. A partir de 1935, se utilizó el templado para los dieléctricos de vidrio, obteniéndose piezas con gran resistencia mecánica. Esencialmente los imperativos mecánicos son los que han presidido la evolución de los aislantes utilizados, para las líneas de transporte de energía.



Fig. 29 Aisladores de porcelana de corriente directa.

Hasta ahora, solo los vidrios y las cerámicas, productos minerales frágiles, han recibido la sanción favorable de la experiencia. A medida que los niveles de tensión eléctrica han aumentado en los sistemas de transmisión las formas y los materiales de construcción de los aislantes han sido

especialmente estudiados, debido a los grandes esfuerzos eléctricos a que se ven sometidos, siendo necesario conocer los niveles de aislamiento eléctrico.

El material que hasta el presente parece haber dado mejores resultados para uso a la intemperie es la porcelana. Con tal finalidad se usa exclusivamente la porcelana dura vidriada, la cual consiste de mezcla de feldespato, cuarzo y caolín, pues es la que mejor satisface las condiciones requeridas por un buen aislante.

Aunque la porcelana, es hoy por hoy uno de los materiales de mayor uso; posee algunas desventajas. Es importante que el vidrio de la capa vitrificada que recubre la porcelana posee el mismo coeficiente de expansión térmica que la porcelana, pues de lo contrario surgen tensiones internas, que transcurrido cierto tiempo, se manifiestan en forma de pequeñas grietas; acortando la vida del aislador. En la figura 48 se muestra un aislador de porcelana con una fractura.



Fig. 30 Aislador de Porcelana fracturado

Por otra parte, un inconveniente en la elaboración de la porcelana, debido a la contracción que experimenta el material durante la segunda cocción (secado y sinterización), lo que arroja una inevitable inseguridad en las dimensiones finales. Otro inconveniente de la porcelana en servicio, es la fragilidad ante descargas por arco. El cual, al denotar cierta potencia en la proximidad de la superficie de la misma, la destruye por fusión y requerimiento. Basta para ello que el arco persista por fracciones de segundo. En la práctica se trata de alejar el arco de la superficie de porcelana con la ayuda de cuernos protectores o cuernos de descarga.

Por su parte los aislantes de vidrio fueron desarrollados principalmente en Francia, han logrado después de algunos fracasos iniciales, imponerse como aisladores de soporte de sistemas de hasta 20 kV primero y hasta 380 kV. El aislador de vidrio se obtiene fundiendo diferentes materiales de granulometría; tales como arena, carbonato de sodio, dolomita carbonato de bario, carbonato de potasio, sulfato de bario, y piedra caliza, en un horno de fundición continua. Al igual que la porcelana, la proporción de los elementos que constituyen al material acabado permiten modificar o variar las características eléctricas, térmicas y mecánicas.

Una vez moldeado el aislador, se le somete a enfriamiento rápido mediante un chorro de aire. Con esto se logra que la parte externa se contraiga, permaneciendo la parte interior con calor y se contrae, mientras que la exterior se expande. Mediante este proceso el vidrio queda sometido permanentemente a una tensión interna uniforme, lo que le confiere una gran resistencia mecánica.

Otras ventajas del vidrio en comparación con la porcelana son: su constante dieléctrica de 7.3 (la de la porcelana es 6) y su elevado coeficiente de expansión térmica mayor a la del vidrio. En la figura 32 se puede observar un aislador de vidrio fracturado.



Fig. 31 Aislador de vidrio fracturado

El aislador de vidrio en consecuencia, soporta los cambios bruscos de temperatura. Denota, además una elevada resistencia a los impactos, así sean provocados por proyectiles. La aparición de cualquier fisura provoca la inmediata destrucción de la falda, quedando, sin embargo, las piezas metálicas unidas entre sí, en vista de lo cual no hay caída del conductor. Para proteger a los aisladores de vidrio contra disparos accidentales o voluntarios algunos fabricantes han diseñado aisladores de vidrio, lisos en su interior y con superficies curvas para desviar fácilmente los proyectiles.

Los aisladores de plástico se han venido encontrando una aplicación cada vez mayor de las instalaciones de alta tensión bajo techo, debido fundamentalmente a las ventajas que presentan frente a los aisladores de cerámica y vidrio, entre las cuales resaltan:

- Mayor libertad y facilidad en el acabado final del aislador, permitiendo además el vaciado simultáneo de piezas metálicas.
- Mejor comportamiento elástico y mayor resistencia contra impactos mecánicos
- Peso reducido y elevada resistencia dieléctrica

En las instalaciones a la intemperie se aprecia también una fuerte tendencia en la aplicación creciente de aisladores de plástico, si bien los estudios e investigaciones no pueden contemplarse como finalizados.

El material más indicado para la fabricación de los aisladores plásticos parece ser la resina sintética. Los experimentos de tensión mecánica a muy baja temperatura (-20°C) han demostrado, sin embargo que no todas las resinas sintéticas hasta ahora aplicadas en la electrotecnia pueden soportar los severos desafíos de los Elementos de Líneas de Transmisión Aérea práctica, quedando así descartadas las resinas del tipo ciclo alifático, mientras que los elastómeros de silicón parecen arrojar mejores resultados en un margen de temperatura comprendido entre 60° y $+180^{\circ}\text{C}$.



Fig. 32 Aisladores de resina Epoxi

Con la finalidad de mejorar el comportamiento eléctrico y mecánico de los aisladores plásticos se están empleando actualmente una gran cantidad de aditivos, cuya discusión excedería apreciablemente el margen del presente escrito. Cabe señalar, únicamente, que los aisladores de plásticos están logrando una creciente aplicación en los sistemas de transmisión de energía, habiendo en operación desde hace algunos años aisladores diseñados con tensiones de 110 kV.

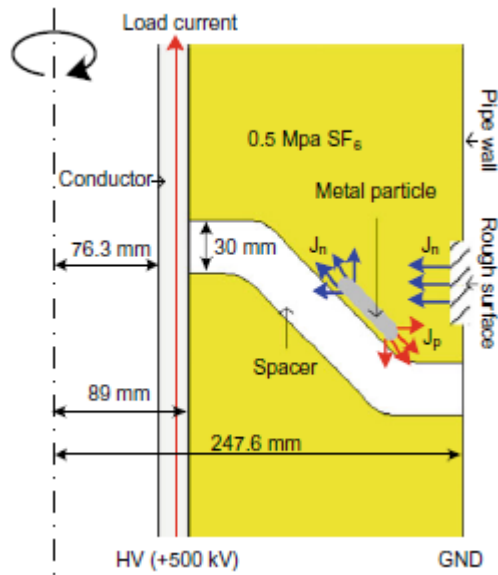


Fig. 33 Modelo geométrico simplificado de una DC-GIL de 500kV

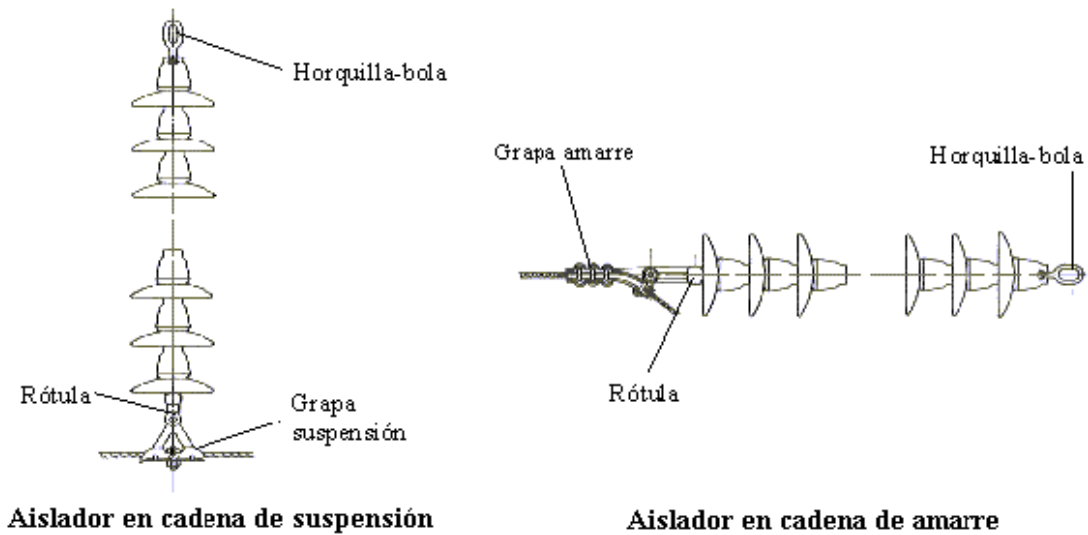


Fig. 34 Tipos de aisladores dependiendo su función

Otro tipo de aisladores que se encuentran en el mercado son los aisladores compuestos son aisladores para aplicaciones de líneas eléctricas aéreas proporcionando un rendimiento y una fiabilidad superiores.

El aislador compuesto está hecho de una varilla de epoxi reforzada con fibra de vidrio. Las fibras de vidrio aplicadas son fibras de vidrio ECR (Electrical Grade Corrosion Resistant Glass Fibers - fibras de vidrio resistentes a la corrosión de grado eléctrico) que son resistentes a la fractura frágil.

Para evitar roturas por fragilidad, la varilla de fibra de vidrio debe sellarse con mucho cuidado y de forma duradera contra la humedad. Esto se hace mediante la aplicación de caucho de silicona. Hoy en día, se utiliza silicona vulcanizada a alta temperatura HTV (High Temperature Vulcanized).

Las ventajas del aislador compuesto de varilla larga son:

- Peso ligero, menos volumen y menos daños
- Hasta 600 kV CD, solo se requiere una unidad de aislador.
- Alta resistencia mecánica
- Resistencia al vandalismo
- Alto desempeño en áreas contaminadas, basado en la hidrofobicidad (repelencia al agua) del caucho de silicona.

Las ventajas de la hidrofobicidad son:

- El caucho de silicona ofrece una excelente hidrofobicidad a largo plazo; la mayoría de los otros materiales poliméricos para carcasas perderán esta propiedad con el tiempo.
- El caucho de silicona es capaz de recuperar su hidrofobicidad después de una pérdida temporal de la misma.
- El aislador de caucho de silicona también puede hacer que las capas de contaminación en su superficie sean repelentes al agua.
- Baja conductividad superficial, incluso con una superficie contaminada y corrientes de fuga muy bajas, incluso en condiciones húmedas.

Los juegos de cadenas de aisladores de suspensión soportan el peso del conductor, incluidas las cargas adicionales como el hielo y el viento, y están dispuestos más o menos verticalmente. Hay conjuntos en forma de I (figura 35) y en forma de V. Los juegos de aisladores de tensión sujetan los conductores y están dispuestos en la misma dirección a los conductores. Están cargados por la fuerza de tracción del conductor y deben clasificarse en consecuencia. Múltiples juegos simples, dobles, triples o más manejan las cargas mecánicas y los requisitos de diseño.

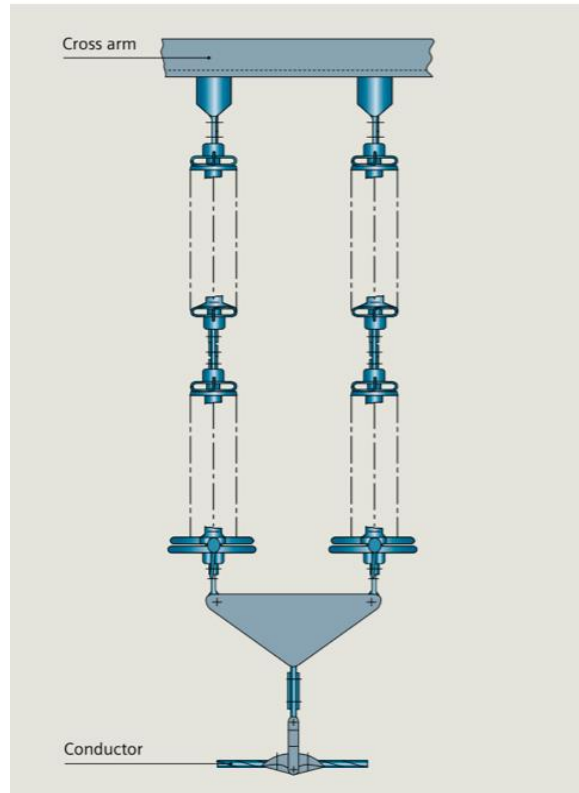


Fig. 35 Juego de aisladores de suspensión en forma de I para 245 kV

El esquema eléctrico general del aislamiento se rige por las tensiones a soportar y la contaminación a la que está sometido el aislamiento. Las normas IEC 60071-1 e IEC 60071-2, así como el informe técnico IEC 60815, que proporciona cuatro clases de contaminación, brindan orientación para el diseño del aislamiento.

Los aisladores que funcionan con voltaje de CD están sujetos a condiciones más desfavorables que los que están con CA, debido a una mayor acumulación de contaminación superficial causada por el campo eléctrico unidireccional constante. Por lo tanto, se debe aplicar un factor de contaminación de CD. La tabla 1 muestra las distancias de fuga específicas para diferentes materiales aislantes en aplicaciones de CA y CD, y se basa en la experiencia industrial publicada por empresas de suministro de energía en Sudáfrica y China. Los resultados mostrados fueron confirmados por un fabricante de aisladores experimentado en Alemania. Los factores de corrección que se muestran son válidos sólo para aisladores de porcelana. Cuando se toman en consideración los aisladores compuestos, se puede aplicar un factor de reducción adicional de 0.75. Los valores para un sistema de CD deben verse sólo como una guía, que debe verificarse caso por caso para los nuevos proyectos HVDC.

Nivel IEC 60815		Aisladores de porcelana y vidrio		Aisladores compuestos	
		sistema de CA	sistema de CC	sistema de CA	sistema de CC
Yo alumbró	[mm/kV]	---	39	12	29
II Medio	[mm/kV]	20	47	15	35
III Pesado	[mm/kV]	25	59	19	44
IV muy pesado	[mm/ kV]	31	72	24	54

Tabla 3 Pauta para distancias de fuga específicas para diferentes materiales aislantes

Para manejar sobretensiones de maniobras y rayos, los conjuntos de aisladores deben diseñarse con respecto a la coordinación de aislamiento de acuerdo con IEC 60071-1 e IEC 60071-2.

Estos aspectos de diseño determinan el espacio entre los accesorios puestos a tierra y la parte activa. Sin embargo, para la aplicación HVDC, los niveles de impulso de conmutación son de menor importancia porque las operaciones de los interruptores automáticos de las líneas de CA no se producen en las líneas de CD adosadas. Estas líneas se controlan a través de sus sistemas de control de válvulas. Para coordinar el aislamiento de manera adecuada, se recomienda aplicar y utilizar los mismos SIL (Surge Impedance Loading) que se refiere a la cargabilidad de una línea de transmisión que indica la capacidad de potencia que puede fluir por la línea bajo condiciones de operación aceptables y BIL (Basic Insulation Level), el cual nos indica los niveles de aislamiento que están diseñados para soportar sobretensiones y sobrevoltajes, en lugar de voltajes normales de funcionamiento, que se utilizan para el aislamiento de CA equivalente (determinado por la distancia de arco).

2.1.8 Subestación de control de CD compacta (CD Compact Switchgear - CD CS).

La estructura cambiante de la generación y carga en las redes eléctricas existentes requieren una mayor capacidad de transmisión.

Las distancias de transmisión tienden a crecer y el aumento en la carga tiende a reducir la estabilidad estática y dinámica de la red de CA. Para corregir esto los sistemas HVDC se pueden integrar en los sistemas de CA existentes para proporcionar la capacidad de transmisión requerida y al mismo tiempo aumentar la estabilidad de la red.

Además, en los últimos años el mundo ha iniciado la descarbonización de la generación de energía, exigiendo así un mayor uso de fuentes de energía renovable, como lo son: la eólica marina, que suelen encontrarse a distancias retiradas de los centros de carga.

La subestación de control de corriente directa compacta que encontramos en el mercado es de la marca SIEMENS que lleva el nombre de “DC Compact Switchgear - DC CS” y funciona con voltajes de 320 kv de CD, es necesaria para las conexiones de cable HVDC a parques eólicos marinos remotos, así como para proyectos HVDC en tierra, sus aplicaciones radican donde el espacio es limitado o costoso.

El uso del DC CS al aire libre, incluso en climas extremos es otra característica a resaltar de este sistema. En un futuro las soluciones de transmisión y aparamenta compacta de CD facilitaran la realización de arreglos multiterminal o redes de CD, respaldando las redes de CA existentes.

En la figura 36 se pueden observar los Módulos estandarizados de la línea de productos DC CS.

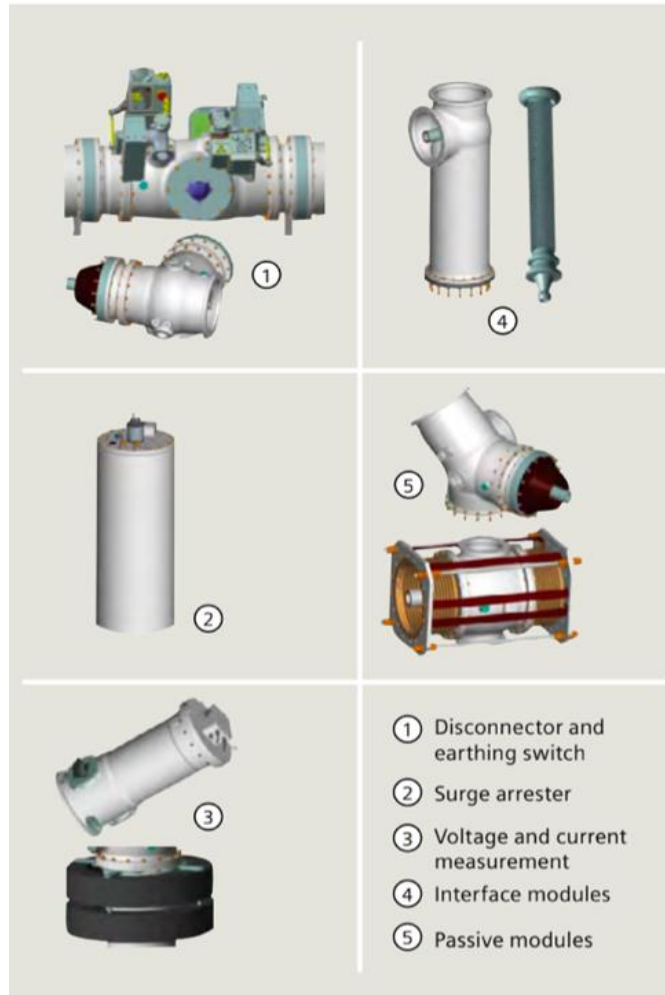


Fig. 36 Módulos estandarizados de la línea de productos DC CS (DC Compact Switchgear) : 1 Disconnecter and earthing Switch (desconector e interruptor de puesta a tierra), 2 Surge arrester (Pararrayos), 3 Voltage and current measurement (medidores de voltaje y corriente), 4 Interface modules (modulos de interfaz), 5 Passive modules (modulos pasivos).

La subestación de control compacta de corriente continua (DC CS) de 320 kV sin disyuntor se desarrolla sobre la base del diseño GIS de CA de 550 kV 8DQ1 probado y un nuevo aislador de DC siguiendo el diseño bien establecido de papel impregnado con resina que se ha utilizado en casquillos de pared durante décadas.

El DC CS es una línea de productos altamente modularizada, con estándares y módulos personalizados y predefinidos, que minimizan la complejidad de ingeniería de interfaz requerida entre los módulos DC CS, así como las interfaces, por ejemplo, con los sistemas de control y protección.

La gama de módulos, como el módulo de seccionador y seccionador de puesta a tierra de 0°/90° y los módulos angulares de 45°/90°, otorga flexibilidad para adaptarse a disposiciones complejas, como diseños con barra simple o doble.

El catálogo de módulos se completa con un divisor RC para medida de tensión, el sistema de medida de corriente con compensación de flujo cero, pararrayos y módulos de compensación necesarios para el acceso al servicio, y la dilatación térmica tanto axial como lateral.

2.1.8.1 Aplicación y arreglos especiales.

La subestación de control compacta de DC se puede aplicar en varios lugares con un sistema HVDC como se muestra en la figura 37. Una opción de aplicación importante para DC CS es entre el transformador convertidor y las válvulas convertidoras. Con arreglos bipolares donde 2 o más convertidores están dispuestos en una línea con neutro en el medio, la sección entre la conexión secundaria de un transformador convertidor y las respectivas válvulas del convertidor se someten a una tensión de DC que da como resultado una tensión combinada de AC/DC mixta que requiere de equipos de CD especiales. . En la terminal de DC, el patio de maniobras de DC, las estaciones de transición (que permiten una transición compacta del cable a la línea aérea) a lo largo de la línea y, finalmente, las futuras estaciones de múltiples terminales se pueden planificar con DC CS. (figura 39).

El beneficio más importante de la subestación de control compacta de DC de 320 kV es su ventaja de tamaño inherente en comparación con los equipos de aparamenta de DC con aislamiento de aire.

Además, la opción de instalación en exteriores, incluso en condiciones ambientales extremas, es una ventaja de DC CS. Si por razones técnicas, como una temperatura inferior a -30°C , se requiere una carcasa, el DC CS encaja en módulos de construcción prefabricados en contenedores.

Los arreglos en contenedores tienen además la ventaja de preensamblar y probar diseños completos de patio de distribución/subestación localmente en la planta del fabricante o del constructor del contenedor, lo que reduce los esfuerzos y costos de montaje remoto y puesta en servicio, así como también simplifica la interfaz con las obras civiles. Los diseños con un diseño idéntico que se usan repetidamente en un esquema HVDC se pueden planificar y ejecutar de la misma manera, por ejemplo las estaciones de transición de cables. Por lo tanto, los costos de construcción y cimentación se pueden reducir considerablemente.

Finalmente, una instalación subterránea oculta a la vista y al acceso público es posible gracias a la encapsulación y al diseño compacto.

En cuanto a los proyectos planificados en áreas densamente pobladas, con puntos críticos que ya están ocupados por cruces de tráfico y líneas aéreas de CA, así como por barreras naturales como ríos, existe un gran potencial para soluciones compactas de transmisión de DC.



Fig. 37 Subestación de control compacta de 320 kV DC en la fábrica de Siemens

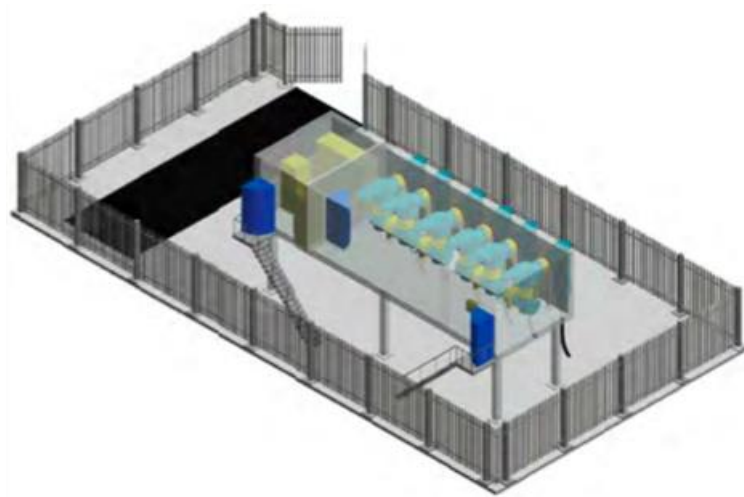


Fig. 38 Disposición en contenedores de 320 kV

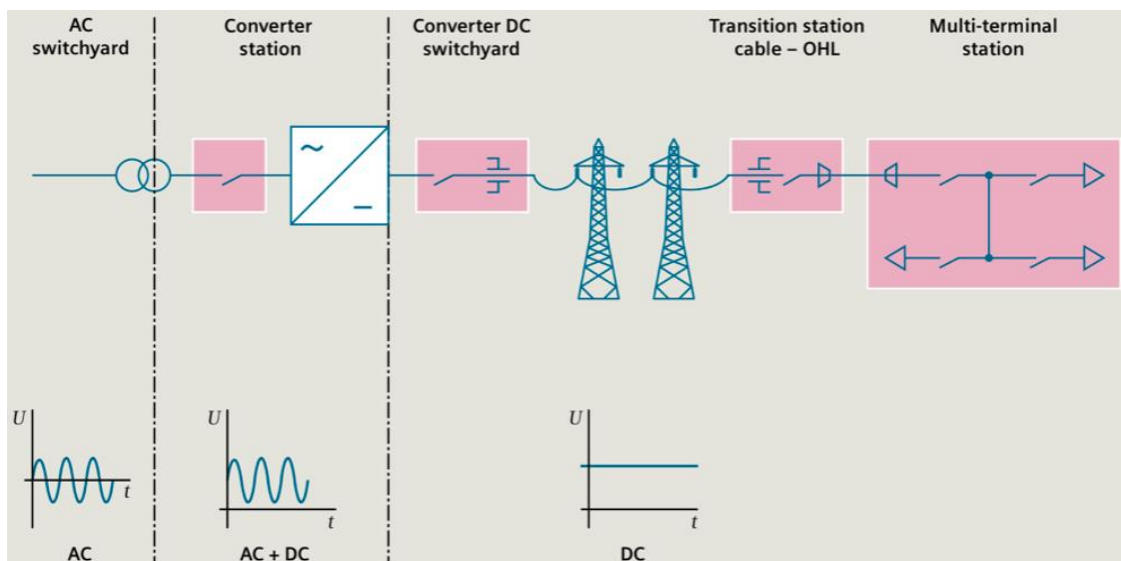


Fig. 39 Aplicación para subestación de control compacta de DC, entre transformador y válvulas, patio de maniobra de DC, estación de transición y estación multiterminal.

Technical data for switchgear type ± 320 kV DC CS	
Rated voltage	± 320 kV
Rated current	4,000 A
Rated short-circuit current	50kA/1sec
Max. continuous operating voltage	± 336 kV
Lightning impulse voltage to earth/ across terminals	± 1175 kV ± 1175 kV ± 336 kV
Switching impulse voltage to earth/ across terminals	± 950 kV ± 950 kV ± 336 kV
DC withstand voltage	504 kV, 60 min
Ambient air temperature	-30°C...+50°C
Application	Indoor/Outdoor

Tabla 4 Datos técnicos de ± 320 kV DC CS

Siemens proporciona sistemas probados de hardware y software basados en tecnologías de última generación. Su rendimiento y fiabilidad cumplen los requisitos más exigentes tanto para nuevas instalaciones como para sustitución de sistemas de control como lo es el caso del sistema SIMATIC WinCC (Windows Control Center) se utiliza para operar Control y monitorización de sistemas HVDC y SIMATIC TDC (Technology and Drive Control) es un sistema de automatización de alto rendimiento que permite la integración de controles tanto de lazo abierto como de lazo cerrado de alta velocidad dentro de este único sistema.

En los sistemas Siemens LCC HVDC, las corrientes y voltajes de CD se miden con un sistema electroóptico híbrido: corriente de CD con un derivador ubicado en el potencial de alto voltaje, voltaje de CD con un divisor de voltaje resistivo/capacitivo. Ambos sistemas utilizan electrónica de medición alimentada por láser, de modo que solo se realizan conexiones ópticas a los controles a nivel del suelo, lo que proporciona el aislamiento de alta tensión y la inmunidad al ruido necesarios.

Para HVDC PLUS, las corrientes de CD se miden con un sistema de medición de flujo cero, que proporciona la precisión y la respuesta dinámica requeridas para un control rápido durante los transitorios de la red.

Los núcleos de flujo cero están ubicados a nivel del suelo en lugares adecuados, p. ej., bujes de pasillo del convertidor o extremos de sellado de cables.



Fig. 40 Los cubículos de control y protección se prueban intensamente en los laboratorios de Siemens antes de enviarlos al sitio, lo que garantiza una puesta en marcha rápida y sin problemas del sistema HVDC.

2.1.9 Subestaciones submarinas.

Se trata de una tecnología que actualmente se encuentra en desarrollo. Entre las entidades existentes que están diseñando tales subestaciones se sitúa la Universidad de Uppsala, que ha instalado un prototipo de subestación submarina en la zona de pruebas Lysekil, Suecia. Esta universidad ha trabajado en colaboración con la empresa tecnológica Seabased, entidad que ha desarrollado otro prototipo de subestación que será instalado en Noruega y conectado a 2 dispositivos de conversión. Por otro lado, también se ha instalado otra estación submarina para la interconexión entre líneas en la zona de pruebas Wave Hub, ubicada a las afueras de la costa norte de Cornwall en el suroeste de Inglaterra. Las subestaciones submarinas son fijadas al fondo marino y debido a que no son tecnologías bien establecidas, las dimensiones alcanzadas no son muy grandes y las instalaciones no son tan complejas en comparación con los otros tipos de subestaciones. Analizando la subestación diseñada por la Universidad de Uppsala, (figura 41) esta estación interconecta varios generadores lineales de accionamiento directo a un nodo común previo paso por una rectificación. A pesar de que producen señales puntiagudas y de amplitud y frecuencias variables dicha interconexión produce una señal más estable.



Fig. 41 Subestación submarina diseñada por la universidad de Uppsala.

La señal de DC es suavizada mediante un condensador y posteriormente invertida a una señal AC de 50 Hz. Finalmente se pasa a una transformación a un nivel de tensión más adecuado para su transporte. En la figura 42 podemos observar un esquema eléctrico de la configuración explicada.

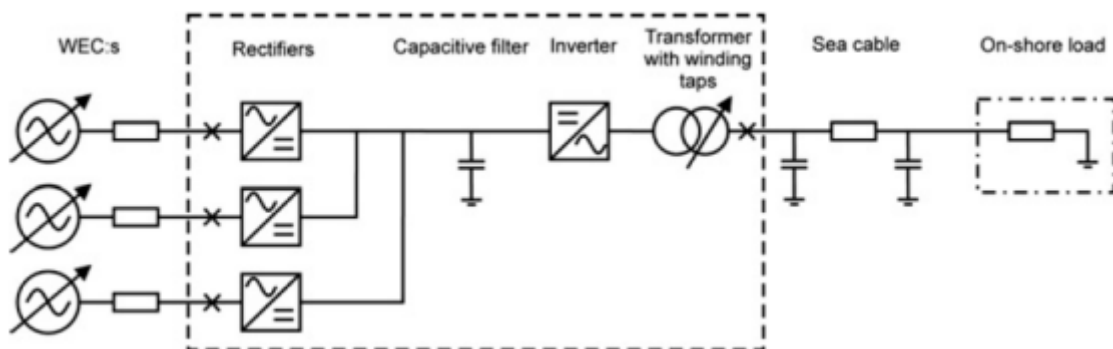


Fig. 42 Esquema unifilar de una subestación submarina.

Parámetro	Valor
Potencia nominal	96 kVA
Máxima profundidad	30 m
Volumen de la carcasa	3 m ³

Tabla 5 Especificaciones técnicas de la subestación submarina.

Análisis de aspectos eléctricos para el diseño de un parque offshore de generación undimotriz

Peso de la cimentación de hormigón	5 t
Tensión de salida	1 kV
Máxima tensión CC	500 V
Condensador Link CC (CC+ a CC-)	0,24 F
Tomas	1000/250, 180, 125, 100, 80
Mecanismo de cambio de tomas	Mediante interruptores y fuera de carga

El inversor utilizado está basado en elementos de conmutación tipo IGBT, y su circuito de control es alimentado mediante una batería que permite controlar tensiones cercanas a 0 V en DC. El transformador está provisto con 5 tomas de ratio 4, 5,56, 6, 8, 10 y 12,5, aunque cuando es conectado directamente a red deberá fijarse a 1 kV. Las tomas son necesarias para estudiar el comportamiento de los dispositivos frente a distintas cargas resistivas ubicadas en una estación de medida en tierra. Podemos observar la configuración interna de la subestación en la figura 43. Respecto al diseño mecánico, la cámara que contiene la carcasa tiene un diámetro exterior de 1250 mm. La bandeja inferior es extraíble, como se observa en la figura 41 y en ella se albergan todos los conectores con el cableado eléctrico y de información. Se ha escogido una orientación vertical para prevenir de daños por infiltración de agua en los equipos eléctricos. La presión en el interior de la cámara se ha realizado con nitrógeno a 2,5 bar acorde con la norma Europea EN 13445 (The European standard for unfired pressure vessels). La cimentación escogida ha sido una cimentación por gravedad.

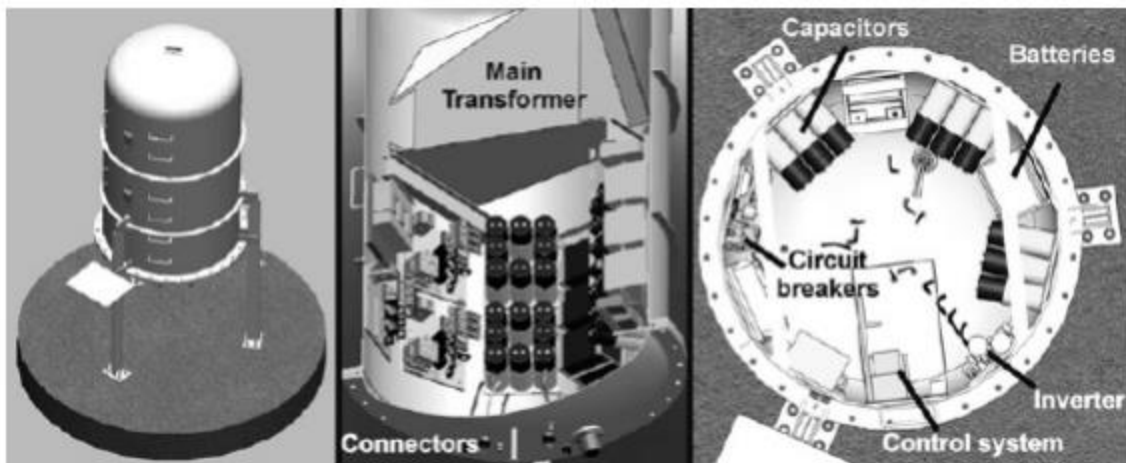


Fig. 43 Estructura interna de la subestación submarina.

Las ventajas que podemos encontrar con una subestación submarina son:

- La posibilidad de trabajar a grandes profundidades y operar en condiciones estables de trabajo dadas por las posibilidades de refrigeración de los componentes eléctricos.

- Se trata de una construcción más barata que una subestación en una plataforma flotante o anclada en el fondo marino mediante una estructura compleja, pues se requiere menor cantidad de material. Además su instalación es de menor coste pues consiste simplemente en hacerla descender hasta el fondo mediante una grúa y entonces conectarla mediante conectores impermeables

En cambio, también posee algunos inconvenientes:

- Para su mantenimiento debe ser reflatada a la superficie.
- En grandes profundidades los buceadores no pueden trabajar, y por tanto para ciertas operaciones se deben utilizar ROVs.

En la figura 44 podemos observar 50 s (aproximadamente 10 olas) de la operación de la subestación desarrollada por la universidad de Uppsala. En tal experimento conectamos la subestación con una resistencia con configuración en triángulo de 100 V.

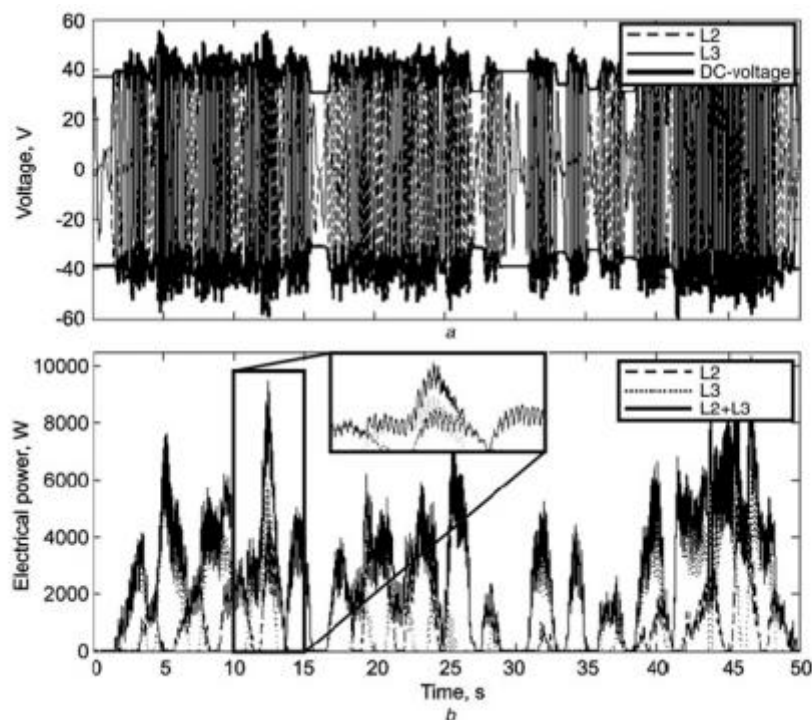


Fig. 44 Operación de la subestación desarrollada por la universidad de Uppsala

a) tensión por fase de cada dispositivo de conversión y la tensión DC tras la rectificación.

b) Potencia generada de cada dispositivo de conversión y la potencia generada tras la combinación de los dos dispositivos, siendo ambas potencias las entregadas al bus.

Como se comentó al principio del apartado, la empresa tecnológica Seabased va a instalar una subestación submarina en Noruega para conectar dos dispositivos de conversión a red. Podemos observar la estructura interna de la misma en la figura 45, como también su carcasa exterior.

En la Figura a) se observa la tensión generada por los generadores lineales, la cual se trata de una onda en malas condiciones (frecuencia y amplitud variables). Sin embargo, muestra cómo es suavizada tras la rectificación a una onda que se mantiene prácticamente en 80 V en CC.

En la Figura b) podemos observar la potencia generada por los generadores por separado y también la combinación de ambas salidas. Hay que destacar que en este caso la longitud y dirección del oleaje no son las favorables, ya que se muestra que el arranque de generación de energía por ambas máquinas coincide en la mayoría del tiempo por lo que la combinación pasa por cero en muchas ocasiones. De todos modos, en el detalle de la Figura se ilustra claramente la combinación entre ambas señales.

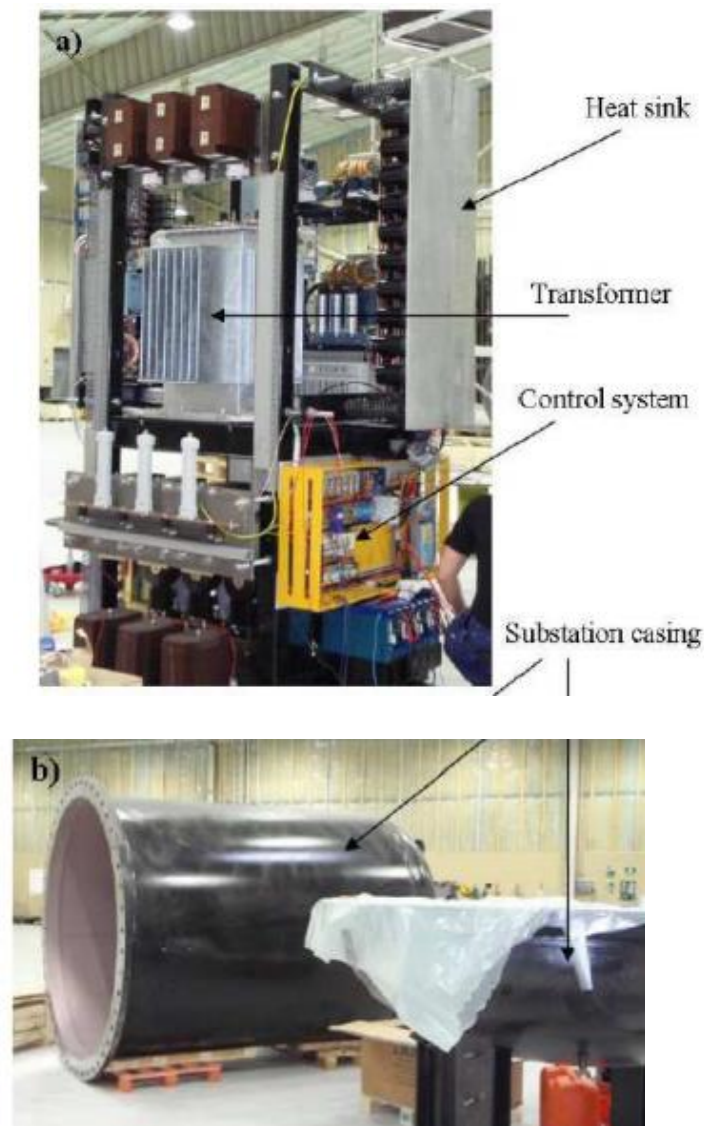


Fig. 45 Subestación submarina de la empresa Seabased.

a) Estructura interna de la subestación.

b) Carcasa exterior.

Todos los componentes han sido instalados en una estructura interior y los componentes que requieren refrigeración serán presionados contra la pared interior de la carcasa externa. Esta subestación está diseñada para que su ensamblaje sea realizado de la manera más eficiente posible facilitando así su futura producción en serie. El volumen que alberga es de 5 m³ y está dimensionado para una conexión de 40-50 dispositivos de generación.

Por último, podemos observar la estación de interconexión instalada en la zona de pruebas de WaveHub en la figura 46. Dicha subestación pesa unas 12 t, se encuentra a 55 m de profundidad posado en el lecho marino y a 16 km de la costa. En dicha cámara se interconectan 4 cables provenientes de los dispositivos instalados en la zona y éstos son interconectados para unificarlos en un solo cable multipolar.



Fig. 46 Estación de interconexión de Wavehub

Existen múltiples razones por las que se puede generar un fallo en un cable submarino:

- Fallos directos. Se trata de fallos debidos al diseño y tecnología utilizada por el propio fabricante del cable, como problemas de aislamiento, fallos causados por un mal diseño o instalación o incluso por faltas provocadas por el efecto del entorno (corrosión en la armadura, fallo en la envoltura).
- Fallos ocasionados por terceros. Como por ejemplo, contactos con redes de pescadores, anclas o incluso, por contactos con barcos. Estos fallos dependen significativamente de la geografía de la zona y las condiciones del fondo marino y se dan con más frecuencias en zonas de tráfico marítimo denso y zonas poco profundas. Según la información suministrada por “Scottish and Southern Energy”, el 30,3 % de los fallos provocados en sus cables submarinos son provocados por redes de

pescadores o contactos con anclas y barcos. Pero hay que matizar que dichos cables estaban acostados en el fondo marino, por lo que enterrar el cableado de la instalación decreta las probabilidades de fallo. La generación marina debe tener una muy alta fiabilidad y disponibilidad para que sea posible su generación a gran escala, por ello las faltas deben ser localizadas y reparadas rápidamente.

Los cables deberán ser inspeccionados por buzos o cámaras sumergibles para encontrar las faltas y la extensión de los daños. La reparación del cable conlleva la movilización de un buque adecuado, equipado para el manejo y reemplazamiento del mismo. Estas operaciones consumen bastante tiempo, por ejemplo, el tiempo de reparación de un cable enterrado en tierra es más o menos una semana, pero para un cable submarino puede ser mucho mayor, especialmente si el buque no está disponible o las condiciones meteorológicas son severas. Otro factor que puede ser determinante es la existencia de un stock del cableado por parte del fabricante, ya que en caso de no existir se requiere un tiempo mayor pues se debe proceder de nuevo a la elaboración del cable. Otra forma de disminuir los tiempos, y por tanto costes, en la localización de faltas y en el mantenimiento y reparación de los mismos consiste en dividir y unir los cables a lo largo de su longitud mediante puntos de reparación, facilitando así la reparación y mantenimiento de los mismos. Estos deben ser capaces de soportar esfuerzos mecánicos y eléctricos extremos, producidos en la instalación y operación de la planta.

2.2 Líneas de Transmisión.

Como ya se había hablado anteriormente, el tipo de materiales que se utilizan para la elaboración de cables de alta tensión en CD son polímeros especiales que nos permitan tener condiciones mecánicas especiales como una alta flexibilidad y poco peso, en esta sección hablaremos de las ventajas y desventajas que nos pueden proporcionar el utilizar líneas aéreas, subterráneas y submarinas de CD en comparación con las de CA.

Haciendo una comparación entre el sistema HVAC y el sistema HVDC, estas tienen mínimas diferencias en cuanto a la construcción de sus conductores. Donde sí existe diferencia es en los fenómenos que cada uno de estos sistemas produce al transportar la energía.

Tal es el caso de la generación de corrientes parásitas cuando se tienen distancias de 50 km con 400 kv y 80 km con 220 kv. Este fenómeno solo sucede en sistemas de HVDC cuando la línea es puesta en marcha o es desconectada, esto nos indica que en condiciones normales de operación este fenómeno no existe en el sistema de CD. Esto no es problema para HVDC pero existe un verdadero problema ya que al añadirle un smoothing reactor se forma una estructura RLC en serie, donde al existir armónicos que no se hayan filtrado, estos podrían entrar en resonancia y causar problemas.

Este es el motivo por el cual la frecuencia de resonancia nunca debe coincidir con la frecuencia de red.

Otro efecto que ocasiona la CA es que concentra la densidad de corriente en su superficie exterior, esto ocasiona que la resistencia en el conductor aumente y existan más pérdidas en la línea, este efecto incrementa si la frecuencia incrementa. En CD no tenemos este problema, solo ocurre en situaciones anormales las cuales pueden ser por el paso de corrientes armónicas o por medio de períodos transitorios que oscilan.

Las líneas de CA suelen sufrir de envejecimiento del aislante y pérdidas dieléctricas ocasionadas por el cambio continuo de polaridad al que son sometidos. Este efecto no es problema para el sistema HVDC ya que con el aislante del conductor podemos incrementar sus campos eléctricos debido a que este conserva una polaridad.

Cabe mencionar que la temperatura de los conductores del sistema HVDC depende especialmente de los materiales aislantes. Otro punto a abordar es que la mayor parte de la potencia transmitida en HVDC en el mundo se da a través de conductores aéreos, ya que del 100% de energía en CD que se transmite en el mundo el 88% se transmite mediante líneas aéreas y el 12% restante es transmitido por cables subterráneos o submarinos.

2.2.1 Líneas Aéreas.

Las líneas aéreas del sistema HVDC presentan una serie de ventajas en contra del sistema HVAC. La principal ventaja que podemos encontrar es que en el sistema HVDC únicamente suelen utilizarse 2 líneas de transmisión que en comparación con el HVAC utiliza 3 líneas para transportar energía además de que la tensión del sistema HVDC es mayor por un factor de $\sqrt{3}$ debido a que su distancia entre líneas es mayor con respecto a las líneas de CA.

Esta distancia entre líneas se da por que las líneas de CA dependen de la tensión entre fases del sistema y las líneas de CD dependen de la tensión de fase a tierra, esto trae como consecuencia torres de menor tamaño y un corredor de paso de menor anchura para el sistema de CD.

Las líneas de CD presentan problemas en sus aisladores debido a que generan una mayor cantidad de residuos en su superficie por el sentido unidireccional de la corriente.

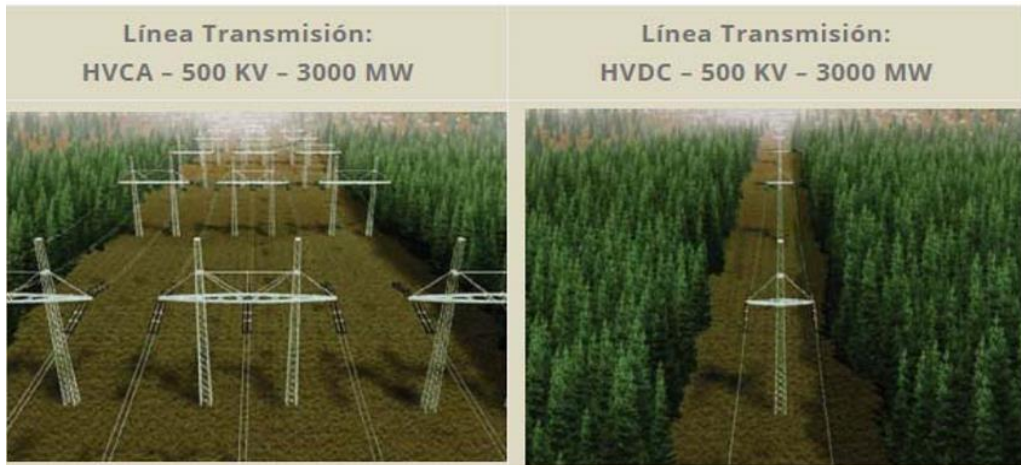


Fig. 47 Comparación entre líneas aéreas de CA y CD

El diseño de una línea en un sistema HVDC sigue los mismos principios que en sistemas HVAC.

Se utilizan los mismos conductores convencionales.

La diferencia está en el diseño: en HVAC se diseñan para el voltaje de pico en vez del RMS, y en sistemas HVDC para el mismo voltaje de operación de la línea.

Otra diferencia está dada por el número de conductores requeridos. Si se utiliza configuración bipolar o homopolar, se requieren dos polos, mientras que, si se utiliza configuración monopolar, se requiere un solo polo.

Cada polo está conformado por varios conductores por fase, y a medida que aumente el voltaje, más conductores por fase se utilizan, en la forma

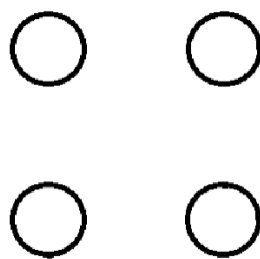


Fig. 48 Forma de agrupación de 4 conductores de CD.

En intervalos regulares se conectan mecánicamente entre sí:

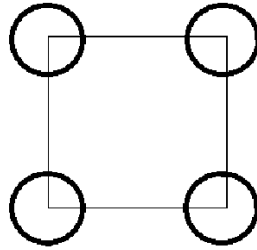


Fig. 49 Conexión mecánica de conductores de CD.

Se debe recordar que en este caso no influye ni la capacitancia ni la inductancia. Básicamente, son conductores similares a los de corriente alterna. Como operan a alta tensión, la mayor preocupación es la pérdida por efecto Corona, la cual será menor en comparación con una línea de corriente alterna.

El diseño del conductor se hace para el valor nominal y no para el valor de pico como en corriente alterna (por ejemplo, para la aislación, en alterna se diseña para el voltaje de pico).

Para minimizar las pérdidas por efecto Corona, un polo se realiza con varios conductores, porque se quiere que el área de ionización sea menor; por ejemplo, para 500 kV se utiliza un paquete de 4 conductores. Para líneas de 765 kV también se usan 4 conductores. Para 800 kV se puede llegar a ver hasta 6 conductores (como en la línea Biswanath Chariyali-Agra en la India).

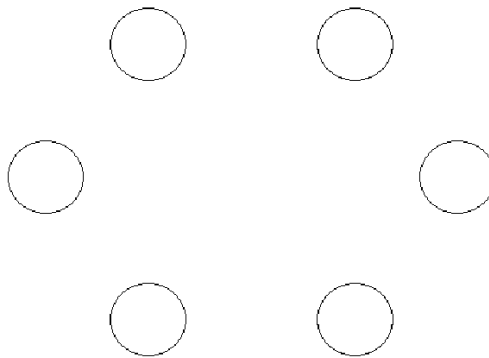


Fig. 50 Forma de agrupación de 6 conductores de CD para voltajes de 800 kV.

Conocida la potencia a transmitir en estado estacionario, y elegido el esquema de conexión a utilizar (bipolar, monopolar u homopolar), se debe elegir el nivel de voltaje.

Si es bipolar el voltaje de cada polo será la mitad del voltaje total, porque uno es positivo y el otro es negativo.

Si se habla de voltaje individual de cada polo, se tiene:

$$P_{DC} = 2 * V_{DC} * I_{DC}$$

Dónde:

P_{DC} = Potencia del sistema en Watts

V_{DC} = Voltaje de CD en Volts

I_{DC} = Corriente del sistema en Amperes

Despejando de dicha ecuación se define la corriente, y con ese valor se decide cuál es el tamaño de los conductores en función de la cantidad de corriente que pueden conducir.

Por ejemplo, si se tiene que transmitir $P=1500$ MW, y se opta por una transmisión bipolar con voltaje ± 500 kV, se tiene una corriente de:

$$I_{DC} = \frac{P_{DC}}{2 * V_{DC}} = \frac{1500 \text{ MW}}{2 * 500 \text{ kV}} = 1.5 \text{ kA}$$

Otro ejemplo con diferentes datos sería el siguiente:

Parámetros eléctricos:

Potencia a transmitir=3500 MW

Tipo de conexión: HVDC: Bipolar

Convertidor: VSC (convencional)

Tensión de transmisión: +/- 500 kV

La corriente que conducirá cada polo se obtiene de la siguiente ecuación:

$$I_{DC} = \frac{P_{DC}}{2 * V_{DC}} = \frac{3500 \text{ MW}}{2 * 500 \text{ kV}} = 3.5 \text{ kA}$$

Dado que para líneas de +/-500 kV la configuración típica utilizada es de un arreglo de 4 conductores, en los cuales nuestra corriente se va a dividir.

$$I_{DC \text{ x conductor}} = \frac{I_{DC}}{N_{\text{conductores}}} = \frac{3.5 \text{ kA}}{4} = 0.875 \text{ kA}$$

Dónde:

$I_{DC \text{ x conductor}}$ = Corriente DC que circula por cada conductor

I_{DC} = Corriente DC del sistema.

$N_{conductores}$ = Numero de conductores por polo.

Observando el catálogo general de Cuerdas para Líneas Aéreas de Prysmian se selecciona un conductor del tipo Pysalac (tipo ACSR, es decir, aluminio con acero reforzado) el cual lo encontramos con un valor cercano a nuestra corriente por conductor el cual podríamos seleccionar un cable “tern”.

Prysalac

Características Técnicas

Cables según norma ASTM B232 cincado A

Denominación	Sección nominal Al MCM o AWG	Sección nominal Al mm ²	Formación Al. Nº x mm	Formación Acero Nº x mm	Diámetro aprox. mm	Masa aprox. kg/km	Carga de rotura calculada kg	Resist. en c.c. a 20°C ohm/km	Corriente admisible (1) A
Swift	636,0	322	36 x 3,38	1 x 3,38	23,63	958	6260	0,0888	769
Rook	636,0	322	24 x 4,14	7 x 2,76	24,81	1219	10251	0,0881	784
Grosbeak	636,0	322	26 x 3,97	7 x 3,09	25,16	1302	11430	0,0877	789
Scoter	636,0	322	30 x 3,70	7 x 3,70	25,89	1483	13789	0,0871	798
Egret	636,0	322	30 x 3,70	19 x 2,22	25,89	1470	14288	0,0872	798
Flamingo	666,6	338	24 x 4,23	7 x 2,82	25,40	1278	10750	0,0840	807
Gannet	666,6	338	26 x 4,07	7 x 3,16	25,75	1365	11975	0,0837	812
Stilt	715,5	363	24 x 4,39	7 x 2,92	26,32	1372	11567	0,0783	844
Starling	715,5	363	26 x 4,21	7 x 3,28	26,69	1465	12882	0,0780	849
Redwing	715,5	363	30 x 3,92	19 x 2,35	27,45	1652	15694	0,0775	859
Coot	795,0	403	36 x 3,77	1 x 3,77	26,42	1197	7260	0,0711	884
Cuckoo	795,0	403	24 x 4,62	7 x 3,08	27,73	1523	12655	0,0705	901
Drake	795,0	403	26 x 4,44	7 x 4,54	28,13	1629	14288	0,0702	907
Tern	795,0	403	45 x 3,38	7 x 3,45	27,01	1333	10024	0,0710	887
Condor	795,0	403	54 x 3,08	7 x 3,08	27,73	1522	12791	0,0705	889
Mallard	795,0	403	30 x 4,14	19 x 2,48	28,95	1838	17418	0,0697	918
Ruddy	900,0	456	45 x 3,59	7 x 2,40	28,74	1509	11068	0,0627	958
Canary	900,0	456	54 x 3,28	7 x 3,28	29,51	1724	14470	0,0622	961
Rail	954,0	483	45 x 3,70	7 x 2,47	29,59	1600	11748	0,0592	993
Cardinal	954,0	483	54 x 3,38	7 x 3,38	30,38	1827	15331	0,0587	996
Ortolan	1033,5	524	45 x 3,85	7 x 2,57	30,78	1732	12564	0,0546	1043
Curlew	1033,5	524	54 x 3,51	7 x 3,51	31,62	1979	16601	0,0542	1047

Tabla 6 Catálogo general de Cuerdas para Líneas Aéreas de Prysmian se selecciona un conductor del tipo Pysalac

2.2.1.1 Diseño soportes.

Junto con la tensión de línea, el número de circuitos (CA) o polos (CD) y el tipo de conductores, la configuración de los polos de los circuitos determina el diseño de las líneas eléctricas aéreas. Además, se debe considerar la protección contra rayos por cables de tierra, el terreno y el espacio disponible en los sitios de las torres. En áreas densamente pobladas como Europa Central, el ancho del derecho de paso y el espacio para los sitios de las torres son limitados.

En el caso de extra-altas tensiones, la configuración de los conductores afecta las características eléctricas, el campo eléctrico y magnético y la capacidad de transmisión de la línea. Muy a menudo hay requisitos contradictorios, como una altura de torre lo más baja posible y un derecho de paso estrecho. En áreas propensas al hielo, los conductores no deben colocarse verticalmente para evitar choques de conductores después de la caída del hielo.

Para líneas eléctricas de alta tensión y extra alta tensión, se dispone de una gran variedad de configuraciones que dependen del número de circuitos (CA) o polos (CD) y de las condiciones locales. Las figuras 51 y 52 Muestran una serie de configuraciones típicas de torres. El arreglo "e" se denomina configuración "Danube" y se adopta a menudo. Representa un compromiso justo con respecto al ancho del derecho de vía, la altura de la torre y los costos de la línea.

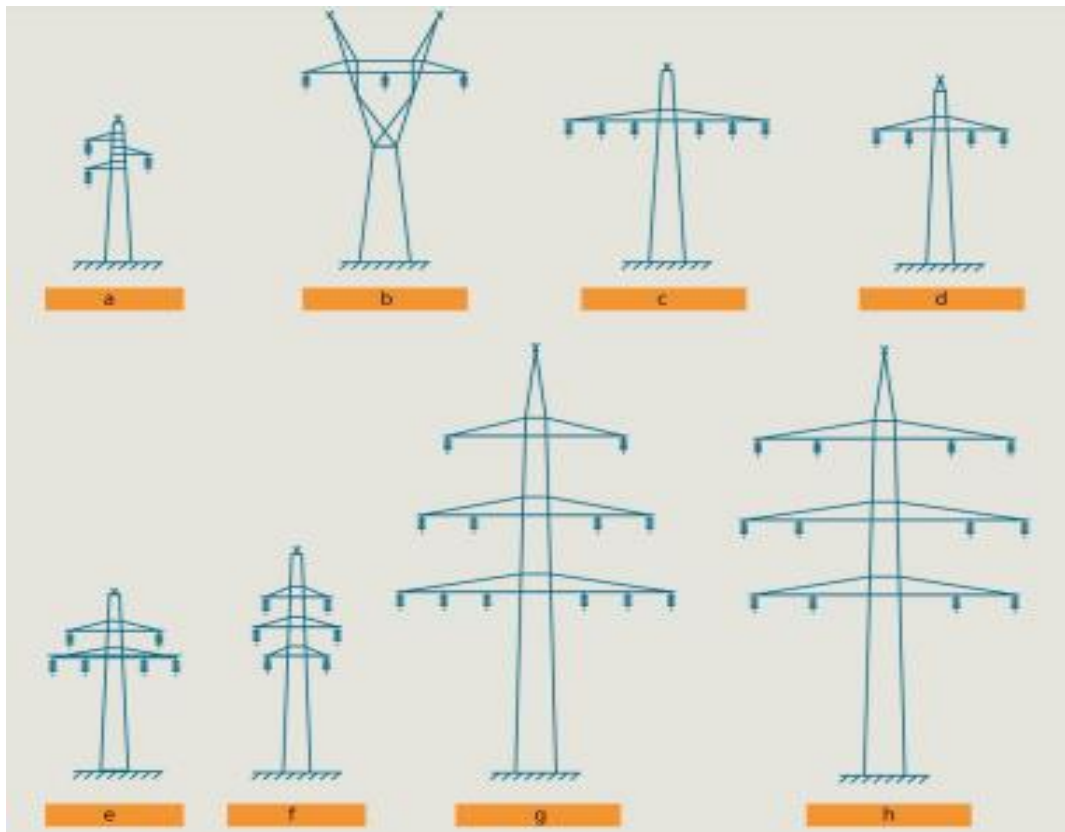


Fig. 51 Configuraciones de torre para líneas de alta tensión (AC).

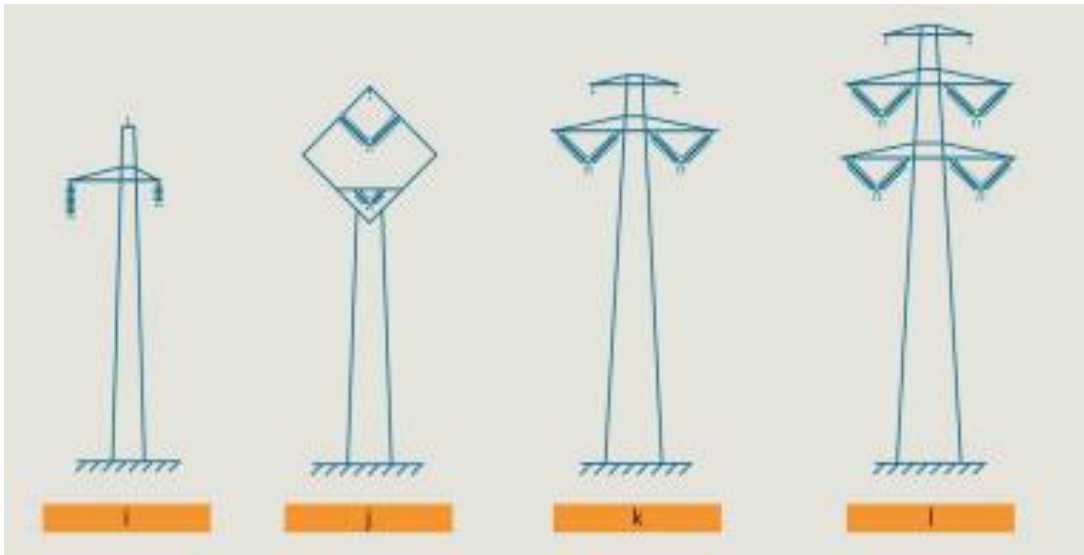


Fig. 52 Configuraciones de torre para líneas de alta tensión (DC)

En la figura 51 se aprecian torres para líneas de corriente alterna compuestas por más de dos circuitos, las posibilidades de configuración de los soportes son múltiples. En el caso de circuitos con diferentes voltajes, aquellos circuitos con el voltaje más bajo deben colocarse en la posición más baja.

Las líneas de CD se diseñan mecánicamente de acuerdo con la práctica habitual de las líneas típicas de CA. Las diferencias con el diseño de la línea de CA son:

- Configuración de conductores
- Requisitos de campo eléctrico
- Diseño de aislamiento.

Para las líneas de CD se deben considerar dos esquemas básicos (monopolo y bipolo), con variaciones. La figura 52 muestra ejemplos de configuraciones de línea HVDC que son válidas para todos los niveles de voltaje.

Las disposiciones de los aisladores dependen de la aplicación de un soporte dentro de la línea. Las torres de suspensión soportan a los conductores en tramos rectilíneos y en pequeños ángulos.

Este tipo de torres ofrece los costos más bajos; por lo tanto, se debe prestar especial atención al uso de este tipo de torres con la mayor frecuencia posible. Las torres angulares tienen que soportar las fuerzas de tracción del conductor en los puntos angulares de la línea. Los conjuntos de aisladores de tensión transfieren permanentemente altas fuerzas de los conductores a los soportes. Finalmente, las torres sin salida se utilizan en las terminaciones de una línea de transmisión. Llevan las fuerzas

de tracción totales del conductor en el lado de la línea (incluso en condiciones de carga desequilibrada, por ejemplo, cuando los conductores de un lado de la torre están rotos) y una tensión reducida en las subestaciones.

Se deben cumplir varias condiciones de carga especificadas en los respectivos estándares nacionales e internacionales al diseñar torres. Las condiciones climáticas, los requisitos sísmicos y otros factores ambientales locales son los siguientes factores determinantes para el diseño de la torre.

Al diseñar el soporte, se deben considerar una serie de condiciones. Las altas cargas de viento y hielo hacen que las fuerzas máximas actúen sobre las torres de suspensión. En áreas propensas al hielo, las fuerzas de tracción del conductor desequilibradas pueden provocar una carga de torsión. Además, se adoptan condiciones especiales de carga con el fin de contener la falla, es decir, para limitar la extensión del daño. Finalmente, se deben hacer provisiones para la construcción y el mantenimiento.

En función del nivel de tensión y de las fuerzas actuantes de la línea aérea, se adoptan diferentes diseños y materiales.

Las estructuras de celosía de acero arriostrada se utilizan en algunas partes del mundo para líneas de CA y CD de alto voltaje. Dicho diseño requiere una topografía relativamente plana y un entorno seguro donde no haya amenazas de vandalismo o robo. Las estructuras de celosía de acero arriostrada ofrecen una cantidad sustancial de ahorro de costos con respecto al peso de la torre y las cantidades de cimentación. Sin embargo, se debe considerar un derecho de paso más amplio.

2.2.1.2 Diseño de cimientos para soporte.

Los soportes de las líneas eléctricas aéreas se montan sobre cimientos de hormigón. Los cimientos deben diseñarse de acuerdo con la norma nacional o internacional aplicable para el proyecto en particular.

La selección de los tipos de cimentación y el diseño está determinada por:

- Cargas resultantes del diseño de la torre
- Condiciones del suelo en el sitio
- Accesibilidad al recorrido de la línea
- Disponibilidad de maquinaria
- Restricciones del país en particular y del sitio.

Se utilizan bloques de hormigón o pilares de hormigón para postes que ejercen momentos de flexión sobre los cimientos. Para torres con cuatro patas, se proporciona una base para cada pata individual (figura 53). Los cimientos de almohadillas, chimeneas y bloques de concreto requieren buenas condiciones de suelo portante sin agua subterránea.

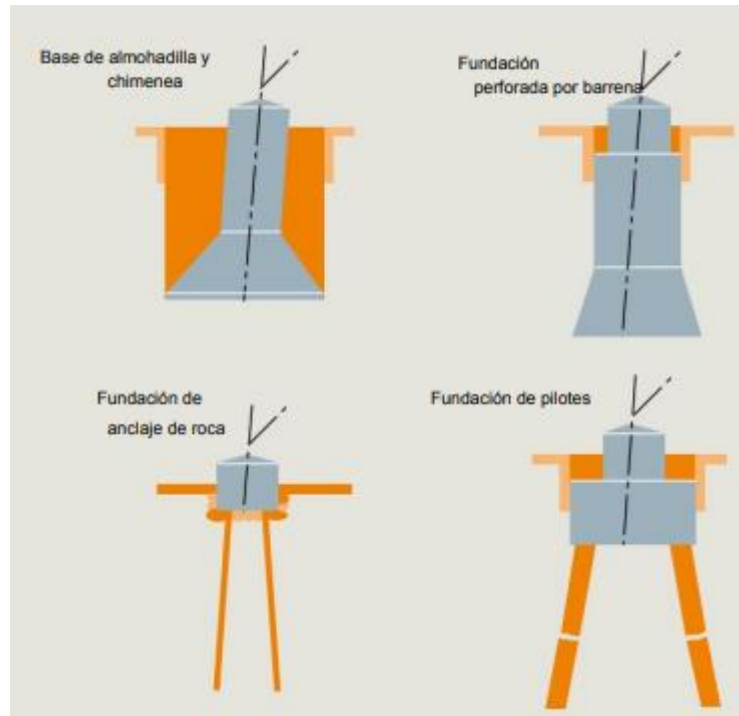


Fig. 53 Cimientos para torres de cuatro patas

Los pilotes y pilares hincados o perforados se adoptan para suelos de bajo porte, para sitios con suelo de porte a mayor profundidad y para niveles elevados de agua subterránea. En el caso de aguas subterráneas, las condiciones del suelo deben permitir el hincado de pilotes. Las losas de concreto se pueden usar para un buen suelo de soporte, cuando el subsuelo y el nivel del agua subterránea prohíban los cimientos de almohadillas y chimeneas, así como los pilotes

2.2.1.3 Selección de ruta y localización de torres.

La selección y planificación de rutas representan tareas cada vez más difíciles, debido a que el derecho de vía para las líneas de transmisión es limitado y se deben considerar muchos aspectos e intereses.

La selección y aprobación de la ruta dependen de las condiciones y procedimientos legales vigentes en el país del proyecto. Actualmente, la selección de rutas involucra estudios de escritorio preliminares con una variedad de rutas alternativas, estudios de impacto ambiental, audiencias de comunicación con la comunidad y aprobación de aceptación por parte de las autoridades locales.

Después de la etapa de diseño de la ruta y el procedimiento de aprobación, se confirma la ruta de la línea final. Después de esta confirmación y aprobación, se debe medir el perfil longitudinal y se deben identificar todos los cruces de carreteras, ríos, vías férreas, edificios y otras líneas eléctricas aéreas. Los resultados se evalúan con un programa informático especializado que calcula y traza el perfil de la línea. Las torres se localizan mediante el mismo programa, que tiene en cuenta el hundimiento del conductor en diferentes condiciones, las distancias al suelo, los objetos cruzados por la línea, los datos técnicos de la familia de torres disponible, el coste específico de torres y cimentaciones y el coste de compensación. de terratenientes.

El resultado es un diseño económico de una línea que tiene en cuenta todas las condiciones técnicas, financieras y ambientales. La planificación de líneas constituye la base para la adquisición de material y el montaje de líneas.

2.2.2 Líneas Subterráneas y Submarinas.

Los cables de CD son la solución más factible para transmitir energía a través del mar para abastecer plataformas en alta mar del continente y viceversa.

En líneas subterráneas de CA sólo era posible llegar a un rango de 50 km a distancias cercanas de 130 km.

Con la llegada del sistema HVDC la distancia que queramos conectar ya no es ningún problema ya que actualmente se tienen conductores subterráneos y submarinos que son capaces de soportan cantidades de hasta 800 Mw y 500 kv en el sistema HVDC, aunque existen una serie de similitudes con los conductores de CA.

2.2.3 Líneas de transmisión aisladas con gas (GIL- Gas Insulated Transmission Lines).

Las líneas de transmisión aisladas en gas (GIL) ofrecen soluciones subterráneas de alta potencia en los casos en que las líneas aéreas no son adecuadas. Las GIL son una solución compacta para la transmisión de alta potencia. Ofrecen las siguientes características técnicas:

- Clasificaciones de alta potencia (capacidad de transmisión de hasta 3700 MVA por sistema).
- Gran capacidad de sobrecarga.
- Funcionalidad de reenganche automático sin riesgo de sobrecalentamiento.
- Adecuado para largas distancias (70 km y más sin compensación de potencia reactiva).

- Alta capacidad de resistencia a cortocircuitos (incluso en el caso teórico de fallas de arco interno).
- Posibilidad de conexión directa a apartamento aislada en gas (GIS) y descargadores aislados en gas sin empalme de entrada de cables.
- No es inflamable; no hay riesgo de incendio en caso de fallas.
- Campo electromagnético más bajo.

La tecnología de líneas de transmisión con aislamiento de gas es altamente confiable en términos de diseño mecánico y eléctrico. La experiencia a lo largo de 35 años muestra que después de que un sistema GIL se pone en marcha y está en servicio, funciona de manera segura sin fallas dieléctricas o mecánicas. En consecuencia, Siemens GIL, en servicio durante décadas, no tuvo que someterse a la revisión prevista inicialmente después de más de 40 años de funcionamiento. Las investigaciones de largo plazo de CIGRE sobre los sistemas aislados con gas encontraron que no se produce ningún efecto de envejecimiento.

Todos los GIL de Siemens instalados desde 1975 han estado en funcionamiento hasta hoy. En total, unos 100 km de longitud de fase.

Para cumplir con los criterios de diseño eléctrico y mecánico, las líneas aisladas con gas tienen secciones transversales considerables de envolvente y conductor, lo que garantiza índices de transmisión de alta potencia y bajas pérdidas. Debido a la geometría y al medio aislante gaseoso, los sistemas crean solo cargas capacitivas bajas, por lo que no es necesaria la compensación de potencia reactiva, ni siquiera para distancias más largas. Los datos técnicos típicos del GIL se muestran en la tabla 7.

Technical data short-circuit capacity 63 kA	
Rated voltage	Up to 550 kV
Rated current	up to 5,000 A
Transmission capacity	up to 3,700 MVA
Capacitance	≈ 60 nF / km
Length	up to 70 km
Gas mixture SF ₆ /N ₂	20 % / 80 % (400 kV), 60 % / 40 % (500 kV)
Laying	Directly buried
	In tunnels, sloping galleries, vertical shafts
	Open-air installation, above ground

Tabla 7 Datos técnicos de GIL

Los sistemas GIL se prueban de acuerdo con la norma internacional IEC 62271-204 "Líneas de transmisión rígidas de alto voltaje aisladas en gas para voltajes de 72,4 kV y superiores".

El rendimiento a largo plazo de GIL ha sido probado por pruebas en el laboratorio de pruebas independiente IPH, Berlín, Alemania, y la antigua empresa de energía eléctrica de Berlín BEWAG (ahora ELIA). El patrón de prueba se estableció mediante la adopción de procedimientos de prueba a largo plazo para pruebas de alta corriente (figura 54) y alto voltaje (figura 55). El procedimiento de prueba a largo plazo consistió en ciclos de carga a corriente nominal y tensión nominal doble, así como pruebas de alto voltaje repetidas con frecuencia. Los resultados confirmaron mientras tanto más de 40 años de experiencia de campo con instalaciones GIL en todo el mundo. Siemens GIL fue el primero en el mundo en pasar estas pruebas a largo plazo sin ningún problema. La figura 54 muestra la configuración de prueba dispuesta en un túnel de 3 m de diámetro.



Fig. 54 Configuración de prueba a largo plazo en IPH, Berlín



Fig. 55 Muestra de laboratorio de Siemens para pruebas dieléctricas

2.2.3.1 Contención de fallas.

Las pruebas han demostrado que el comportamiento de arco de GIL es excelente. Se mejora aún más mediante el uso de aislamientos de mezcla de gases. En consecuencia, no habría daño externo o incendio causado por una falla interna.

2.2.3.2 Tendido.

Durante el proceso de instalación, se deben tener en cuenta las influencias climáticas como la lluvia, el polvo, las estaciones del año, etc. Para cumplir con los requisitos de limpieza y calidad de Siemens, las técnicas de colocación de GIL difieren de la tecnología de tuberías. Para proteger el área de montaje contra el polvo, las partículas, la humedad y otros factores ambientales, se instala una carpa de instalación temporal durante el período de instalación. De esta manera, se crean condiciones de trabajo que cumplen con los estándares de las modernas fábricas GIS. Después de

instalar el GIL, estas instalaciones de apoyo se eliminan por completo y se vuelve a naturalizar toda el área. Por lo tanto, GIL es muy adecuado para su uso en áreas ambientalmente protegidas.

Debido al pequeño ancho de las rutas GIL, el sistema es específicamente compatible con el paisaje.

2.2.3.3 Instalación sobre el suelo.

La instalación de GIL sobre el suelo es una opción sin problemas para su uso en propiedades con acceso público restringido. La tecnología al aire libre está probada en todas las condiciones climáticas en numerosas instalaciones en todo el mundo. Los GIL no se ven afectados por altas temperaturas ambientales, radiación solar intensa o contaminación atmosférica severa (como polvo, arena o humedad). Debido al uso de aleaciones resistentes a la corrosión, la protección contra la corrosión se puede omitir en la mayoría de los casos de aplicación (figura 56).



Fig. 56 Instalación GIL sobre el suelo

2.2.3.4 Instalación de túnel.

Los túneles formados por elementos estructurales prefabricados proporcionan un método rápido y fácil de instalación de GIL, especialmente en áreas densamente pobladas. Los elementos del túnel se ensamblan en una zanja de excavación y cubierta, que se rellena de inmediato. El GIL se instala una vez finalizado el túnel. Por lo tanto, se minimiza el tiempo de zanja abierta. Con este método de instalación, el terreno sobre el túnel se puede restaurar completamente para otros fines de uso (figura 57).



Fig. 57 Instalación del túnel GIL, Munich, Alemania

2.2.3.5 Instalación vertical.

Las líneas tubulares aisladas con gas se pueden instalar sin problemas en cualquier pendiente, incluso en vertical. Esto los convierte en una solución superior, especialmente para centrales eléctricas de cavernas, donde se deben transmitir grandes cantidades de energía desde el fondo de la caverna (p. ej., el transformador/interruptor de la máquina) a la superficie (línea aérea). Como los sistemas GIL no presentan riesgo de incendio, pueden integrarse sin restricciones en túneles o pozos accesibles al hombre y, al mismo tiempo, pueden usarse para ventilación. Por lo tanto, el costo de los trabajos de túneles se puede reducir claramente.

Cada vez cobra mayor importancia el uso de GIL en proyectos de centrales hidroeléctricas con la mayor demanda de confiabilidad para el transporte de energía eléctrica de 3.900 MVA de potencia de forma segura y eficiente desde la represa hasta los centros poblados.

2.2.3.6 Enterramiento directo.

Especialmente cuando se usan en áreas menos pobladas, las GIL directamente enterradas son una solución perfecta. Para ello, los tubos están protegidos por una protección anticorrosiva pasiva y activa. El sistema pasivo comprende un revestimiento de HDPE que garantiza al menos 40 años de protección. El sistema activo proporciona además potencial de protección catódica de DC para los tubos de aluminio. Los campos magnéticos medidos en la superficie por encima de la línea son mínimos. La alta potencia de transmisión de GIL minimiza el ancho de las zanjas. El consumo de suelo es menor en aprox. 1/3 relacionado con instalaciones de cable comparables (figura 58).



Fig. 58 GIL enterrado directamente

En la figura 59 se puede observar a grandes rasgos los lugares en donde se encuentran algunas de las instalaciones de GIL en el mundo.

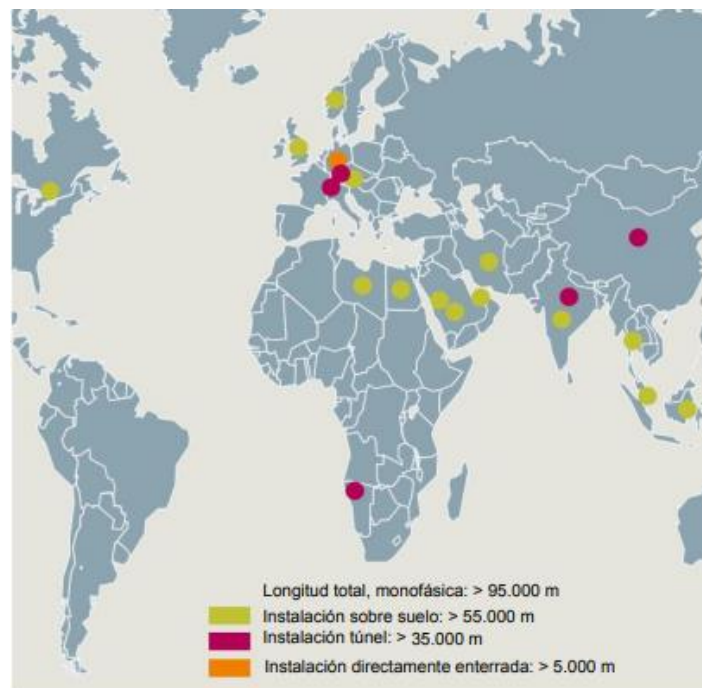


Fig. 59 Líneas de transmisión aisladas con gas, estado 2016

2.2.5 Cables de tierra.

Los cables de tierra, también llamados cable blindado o cable de tierra, pueden proteger una línea contra rayos directos y mejorar el comportamiento del sistema en caso de cortocircuitos. Los cables de tierra están hechos de conductores ACSR (Aluminium Conductor Steel Reinforced) con una sección transversal de aluminio alta.

Desde principios de la década de 1990, cada vez más cables de tierra para líneas eléctricas aéreas de alta tensión se han ejecutado como cables de tierra ópticos (OPGW-*Optical Ground Wire*). Este tipo de cable de tierra combina las funciones recién descritas para el cable de tierra típico con la

facilidad adicional para una gran capacidad de transferencia de datos a través de fibras ópticas que están integradas en la OPGW (*Optical Ground Wire*). Dicha transferencia de datos es esencial para la comunicación entre dos estaciones convertidoras dentro de una interconexión HVDC o para el control remoto de centrales eléctricas.

La OPGW en tal caso se convierte en el principal enlace de comunicación dentro de la interconexión. Los OPGW están diseñados principalmente en una o más capas de aleación de aluminio y/o alambres de acero revestidos de aluminio. Los diseños monocapa se utilizan en áreas con bajos niveles de posibles rayos por año y pequeños niveles de cortocircuito.

2.3 Tecnologías en el sistema HVDC.

Al pasar de los años la tecnología ha ido evolucionando trayendo consigo una serie de aportaciones al área eléctrica tal es el caso de la electrónica de potencia que con su desarrollo ha beneficiado a la corriente directa con componentes que facilitan la conversión de CA a CD y viceversa. En esta parte del proyecto se desarrollará en el ámbito teórico las tecnologías utilizadas por el sistema HVDC junto con los componentes que constituyen su instalación.

Los sistemas de HVDC se dividen, principalmente, entre la tecnología convencional o HVDC-LCC y la tecnología HVDC-VSC.

2.3.1 Tecnología HVDC-LCC (Line Commutated Converters).

Este tipo de tecnología tuvo sus inicios en los 1954, con la invención de las válvulas de vapor de mercurio. En el año de 1972 dieron inicio las válvulas creadas por medio de tiristores, las cuales son utilizadas en la tecnología LCC.

Las válvulas de tiristores permiten diseñar estaciones de HVDC con costos de mantenimiento y operación relativamente bajos en comparación con las válvulas de vapor de mercurio.

La utilización de tiristores en las válvulas nos permite obtener convertidores con dispositivos semi-controlados, este circuito nos permite seleccionar en qué momento ocasionar un disparo (ángulo) o empalme durante la polarización de este dispositivo, la apertura del dispositivo no es posible de controlar ya que esta se logra únicamente cuando este se polariza inversamente.

La desventaja de este tipo de semiconductores es que estos solo permiten controlar el encendido, no su corte, por lo cual es posible únicamente controlar la potencia activa y no la reactiva.

Cuando se logra controlar el ángulo el cual produce el disparo nos va a permitir controlar el nivel de tensión continua que existe en el puente, esta acción nos permitirá controlar el flujo de potencia activa que se transmite en la línea. Como es imposible controlar la potencia reactiva, se necesita disponer de compensadores estáticos o bancos de capacitores para suministrar la potencia reactiva demandada por la estación en líneas muy largas.

La corriente eléctrica debe circular siempre en una misma dirección a través de los tiristores, lo que implica que para cambiar el flujo de potencia de dirección, la tensión de los convertidores debe cambiar de polaridad.

Las características más importantes en un tiristor de potencia es que tienen una tensión de bloqueo o cierre superior a los 10kV. Es capaz de soportar máximo 4 kA y tiene la señal de puerta óptica con tecnología LTT (Light Triggered Thyristor) o ETT (Electrical Triggered Thyristor), estos cuentan con protección contra sobretensiones integrada y es la solución estándar para corrientes de CD de hasta 6.25 KA.

Para construir una válvula de tiristores es necesario conectar una fila de tiristores en serie, para alcanzar el voltaje utilizado en la red a la que están conectados, cabe destacar que estas válvulas también operan a la frecuencia de la red ya sea 50 o 60 hz.

Como los tiristores son colocados en serie esto ocasiona que los módulos sean montados en torres las cuales se encuentran suspendidas en el techo del edificio de la estación, debido a que los movimientos sísmicos pueden ocasionar severos problemas si logra desconectarlos.

La diferencia entre las tecnologías LTT y ETT es la forma en que se manda la señal para el cierre de nuestro tiristor ya que la tecnología LTT emplea fibra óptica para mandar la señal de aproximadamente unos 40 mW teniendo como ventaja un mejor nivel de aislamiento y protección además de que elimina una parte de la electrónica de control. Por otra parte tenemos la tecnología ETT que envía una señal eléctrica que controla el cierre de nuestro dispositivo pero este va acompañado de un circuito de control que tiene un consumo de 10W.

En los sistemas HVDC-LCC, dado que los tiristores pueden soportar grandes intensidades y tensiones, tienen una capacidad de transmisión de potencia 1.200 MW con una tensión de ± 500 kV, aunque Siemens con su tecnología UHVDC ha logrado alcanzar ± 800 kV y una capacidad de transmisión de potencia 1.600 MW.

Este sistema hace uso de varios componentes que permiten lograr un trabajo deseado eficientemente, cada uno de los componentes debe de estar perfectamente seleccionado para lograr un funcionamiento eficiente.

Las válvulas de tiristores son el componente principal de una estación convertidora y sus características son las siguientes:

- Diseño robusto.
- Es un componente seguro debido a que se previenen incendios en estas por el uso de material ignífugo y autoextinguible.
- Tiene un mínimo de conexiones eléctricas y componentes evitando así posibles fuentes de falla.
- Refrigeración paralela a los niveles de la válvula mediante agua desionizada para aprovechar al máximo los tiristores.
- Diseño a prueba de terremotos.

En el diagrama 1 se muestran los componentes del sistema HVDC-LCC, como lo son la bobina de aislado, el convertidor, el transformador, filtros de CA y CD, etc.

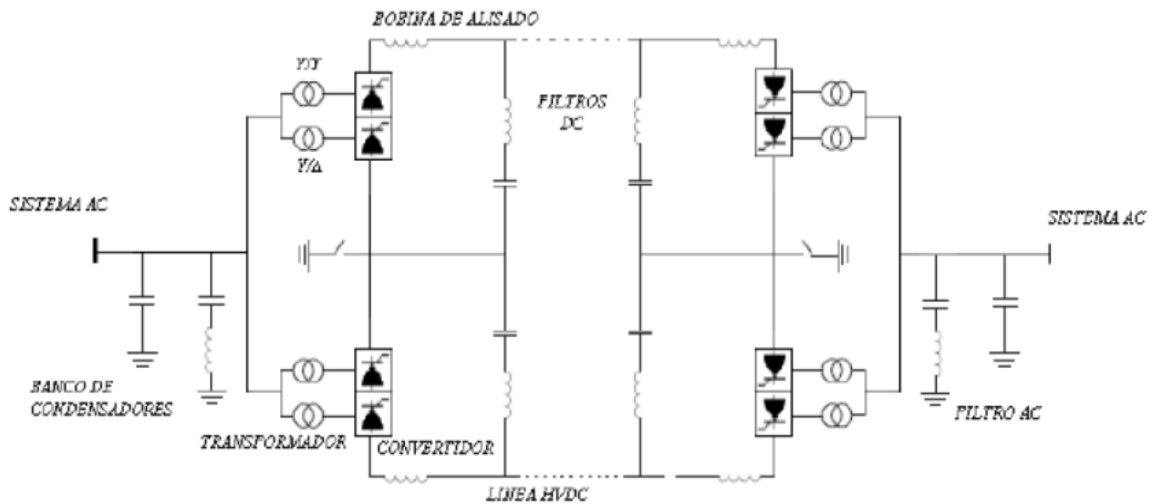


Diagrama 1 Tecnología HVDC - LCC

A continuación se muestra una breve descripción de cada uno de los componentes mostrados en la figura.

2.3.1.1 Convertidor.

Los convertidores son tiristores que pueden trabajar a altas intensidades y tensiones, pueden actuar tanto como rectificadores como inversores. Los tiristores por su característica de poder trabajar a altas tensiones e intensidades pueden ser controlados con más facilidad

El convertidor hace algunos años era de seis pulsos (rectificador trifásico en puente) que genera armónicos de orden $6n \pm 1$ en el lado de alterna y de orden $6n$ en el de directa. Aunque a medida que han pasado los años y la tecnología ha evolucionado el convertidor cambia a doce pulsos. La conexión sería de doce válvulas repartidas en dos convertidores de seis pulsos con lo que el rizado de la onda de la zona de CD es inferior. Se generan armónicos del orden $12n \pm 1$ en el lado de alterna y del orden $12n$ en el lado de continua, con lo que se reduce la tasa de distorsión armónica y se estabiliza la onda de salida si se compara con el rectificador de seis pulsos.

2.3.1.2 Transformador.

El objetivo de los transformadores es adecuar el nivel de la tensión alterna, en la entrada del rectificador para que éste dé un valor concreto de tensión en su salida en la zona de CD y en la salida del inversor para la zona que haga falta de la zona de CA.

Son muy utilizados los convertidores de doce pulsos con transformadores en estrella/estrella y estrella/triángulo porque eliminan los armónicos de corriente 5° y 7° del lado de CA y el 6° armónico de CD y ocurre por el desfase producido por los transformadores en las corrientes. Generalmente los convertidores de doce pulsos la configuración de los transformadores es: los dos primarios en estrella y los secundarios uno en estrella y otro en triángulo. En el caso de conexión bipolar un convertidor con transformador estrella-triángulo y otro con transformador estrella-estrella.

2.3.1.3 Filtro DC.

Los filtros de CD se colocan en la línea de CD y sirven para reducir el rizado de la tensión CD porque producen interferencias en las telecomunicaciones cercanas. Al igual que en el lado de CA se emplean filtros sintonizados con un determinado número de armónicos, así como filtros pasabajos

Cuando se emplea la configuración “back-to-back” que es una configuración en la que se acomodan los convertidores, como se mencionara más adelante o bien, se utiliza una línea subterránea, estos armónicos quedan apantallados y es posible prescindir de estos filtros.

2.3.1.4 Condensadores en paralelo.

En transmisiones HVDC - LCC, se consume energía reactiva de aproximadamente el 60% de la energía activa que se está transmitiendo. Los condensadores en paralelo que se instalan en el lado de CA del convertidor, suministran la energía reactiva necesaria para mantener el nivel de tensión en el convertidor. Estos se conectan o desconectan automáticamente mediante interruptores y pueden hacer las veces de filtros de armónicos.

2.3.1.5 Cable.

Los cables en CD utilizados tienen las mismas características previamente mencionadas, sólo difieren en si son utilizados como cables aéreos o submarinos. En el caso de configuración “back-to-back”, de la cual se hablará en apartado 2.4.2 no se conectan cables de CD al no ser necesaria la transmisión en distancia.

En el sistema HVDC con tecnología LCC podemos tener rectificadores e inversores de 6 y 12 pulsos de los cuales hablaremos a continuación.

2.3.1.6 Rectificador de 6 pulsos.

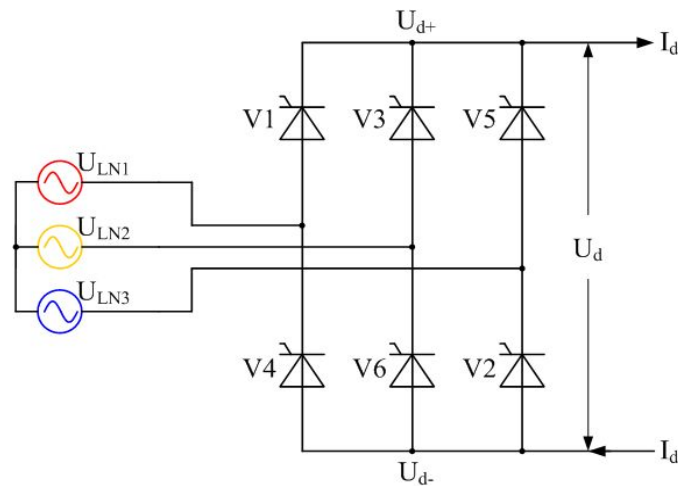


Diagrama 2 Rectificador de 6 pulsos.

Este esquema es conocido como rectificador trifásico, lleva consigo un grupo de 6 válvulas, observando que las fases están conectadas en el centro de dos válvulas. Para que este sistema pueda operar es necesario tener una tensión trifásica equilibrada esto significa un desfase de 120° entre sus fases, tanto a la entrada del rectificador como a la salida del inversor dependiendo su utilización.

El funcionamiento de este esquema es dado por las válvulas de tiristores que suelen operar como interruptores, que al recibir una señal de disparo del equipo de control estos cierran dejando pasar corriente, la condición para que estos elementos operen es que debe existir una diferencia de tensión entre el ánodo y el cátodo que sea positiva, es decir, una polarización directa.

La apertura en las válvulas de tiristores es imposible de controlar y esta se da cuando la polarización se da en sentido inverso.

Este rectificador lo que se encargará de hacer es invertir el semiciclo negativo de cada una de las fases proporcionándonos a la salida una señal positiva de corriente directa.

Al obtenerse una señal de polaridad positiva junto con una frecuencia de red de 60 hz, la señal de salida del sistema tendrá una frecuencia de 360 hz ya que se formará con 3 semiciclos positivos y 3 semiciclos negativos.

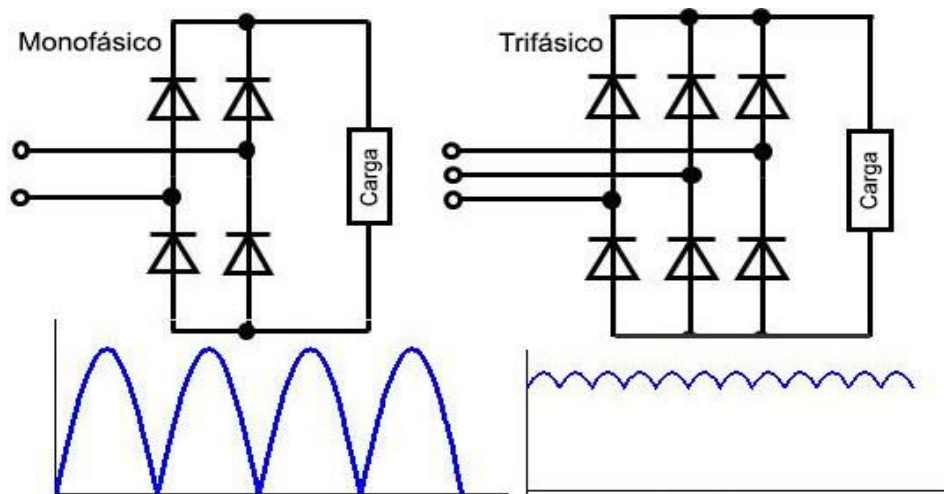


Diagrama 3 Señal obtenida de un puente rectificador monofásico y trifásico.

La forma de la onda depende del ángulo de disparo de los tiristores, el cual se puede dar entre 0° y 180° y este equipo suele funcionar como rectificador y como inversor, al controlar el ángulo podemos controlar el voltaje.

- Si el ángulo de disparo es entre 0° y 90° funcionará como rectificador.
- Si el ángulo de disparo es entre 90° y 180° funcionará como inversor.

Al observar el diagrama 3 nos podemos percatar que no es una línea recta como la conocemos, para tratar de modificarla y aplanarla suelen colocarse una serie de filtros, cuyo objetivo es suavizar la

tensión de salida del puente rectificador para obtener una gráfica con una señal lo más recta posible.

Uno de los problemas que surgen al utilizar este tipo de rectificadores son los armónicos, estos son controlados mediante una serie de filtros para evitar problemas mayores. Tenemos armónicos del orden $6n \mp 1$ del lado de CA y del lado de CD tenemos armónicos del orden $6n$. La forma en que medimos dichos armónicos es mediante el parámetro THD (Total Harmonic Distortion) el cual es un indicador que refleja el nivel de distorsión que existe en las ondas de voltaje y corriente, este tipo de rectificadores cuentan con un indicador del orden entre 25% y 40% .

Otro detalle que es importante resaltar es el consumo de potencia reactiva que será suministrada por el lado de CA por medio de equipos especiales, esto debido a la existencia de un ángulo de disparo y un ángulo de conmutación entre las válvulas, la corriente en cada fase retrasará el voltaje apareciendo un consumo de potencia reactiva.

Cuando la estación rectificadora está cerca de la central generadora, esta necesidad de potencia reactiva es cubierta por el lado de CA, los filtros que se sitúan en el lado de CA suelen proporcionar alrededor del 60% de consumo de potencia reactiva de los rectificadores mientras que el 40% restante es aportado por banco de condensadores, condensadores síncronos y compensadores estáticos en paralelo.

Este tipo de tecnología tiene la capacidad de transportar potencias de alrededor de 1200 MW con una tensión de ∓ 500 kv.

2.3.1.7 Rectificador de 12 pulsos.

Con el paso de los años la tecnología ha ido avanzando dejando atrás al rectificador de 6 pulsos y dando paso al rectificador de 12 pulsos, el cual es la conexión de 12 válvulas divididas en 2 rectificadores de 6 pulsos en serie alimentados por transformadores de diferente tipo de conexión.

Mediante este tipo de conexión se puede obtener más potencia en la carga, menos armónicos en la tensión de carga y la disminución de armónicos en las corrientes de entrada.

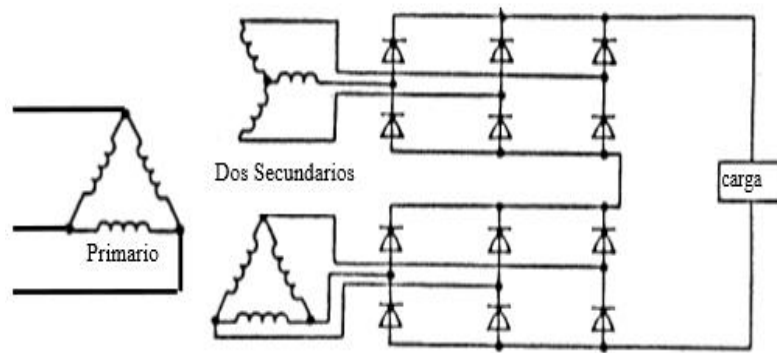


Diagrama 4 Conexión de un Rectificador de 12 pulsos

Las conexiones del transformador como se aprecia en la figura son:

- Delta - delta: desfase de 0°
- Delta - estrella: desfase de 30°

Este tipo de conexiones ocasiona que a la salida del rectificador obtengamos una señal más plana, además de que este rectificador de 12 pulsos nos proporcionará una frecuencia de 600 hz con una señal más estable a la salida. Este rectificador genera armónicos del orden $12n \mp 1$ del lado de CA y $12n$ del lado de CD.

Al igual que en el rectificador de 6 pulsos, el rectificador de 12 pulsos utiliza el indicador THD teniendo un valor de entre 9% y 11%, esto debido a que se consiguen eliminar los armónicos 5° y 7° del lado de CA por la configuración delta - estrella ya que estos tienen signos opuestos y por el lado de CD se elimina el 6° armónico.

Al utilizar este tipo de rectificador se consigue disminuir el valor del THD pero no lo suficiente como lo dictan las normativas, el THD para estaciones de conversión de alta tensión debe de ser entre 2% y 3% para poder cumplir la normativa. Debido a esto se colocan los distintos filtros para conseguir los requerimientos que dicta la normativa.

2.3.2 Tecnología Voltage Source Converters (VSC).

La tecnología VSC es la más reciente tecnología en los sistemas HVDC. La primera aplicación comercial ha sido diseñada en Gotland en el año 1954, pero no ha sido hasta el año 2010 cuando Siemens la lanzó al mercado.

La tecnología VSC utiliza válvulas con dispositivos semiconductores controlados llamados IGBT (Insulated Gate Bipolar Transistor), con la capacidad turn-on y turn-off, estos dispositivos a diferencia de los tiristores tienen la capacidad de controlar la conmutación en todo momento, esto es decidir el momento de disparo y el momento de corte, sin la necesidad de requerir equipos externos.

Este tipo de válvulas se instalan de manera horizontal y cuentan con la ventaja de controlar de forma independiente la potencia activa y la potencia reactiva, contando con las únicas limitaciones de potencia aparente y tensión de salida ya que esta es menor en comparación con la tecnología LCC.

Al tener un control independiente de la potencia activa y la potencia reactiva tiene la función black out, la cual es una función que sirve para reiniciar un sistema, el reinicio black out ocurre al apagar una fuente de alimentación correctamente. El microcontrolador no tiene tiempo para hacer nada imprevisible puesto que el voltaje cae muy rápidamente por debajo de su valor mínimo, esta misma función se emplea para operar circuitos de baja potencia de cortocircuito, alimenta redes pasivas como plataformas petrolíferas, parques eólicos, sistemas aislados y es capaz de recuperar un sistema débil.

Pese a no llegar al nivel de desarrollo que muestra la tecnología HVDC - LCC en lo referido a niveles de tensión o capacidad de transmisión de potencia (su potencia se encuentra en el orden de 1 GW con una tensión de aproximadamente 300 kV) sí presenta una serie de cualidades destacadas que lo hacen especialmente atractivo para el transporte eléctrico, como son:

- Al no necesitar potencia reactiva ni tensión alterna permite alimentar redes pasivas.
- Generación o consumo de energía reactiva.
- Suministro de parques eólicos que se ubican en el mar (offshore)
- Alimentación eléctrica de núcleos urbanos y sistemas multiterminal.

Las ventajas que en general presenta este sistema son las siguientes:

- Capacidad de conmutar a altas frecuencias, permitiendo obtener una respuesta dinámica rápida y reduciendo el tipo de armónicos a manejar, por lo cual se pueden dimensionar filtros de menor tamaño, peso y costo.
- Control independiente de la potencia activa y reactiva.
- No es necesario implementar dispositivos electrónicos independientes para asistir la conmutación de los semiconductores del convertidor (necesarios en la tecnología clásica basada en tiristores).

- Debido a que la conmutación de los convertidores se realiza sin necesidad de la referencia de tensión de la red eléctrica (como en HVDC Convencional), los HVDC-VSC pueden modular señales de tensión trifásicas como si fueran un generador con arranque autógeno (Black Start), aun cuando la red eléctrica de AC haya tenido fallos.
- La integración con redes de AC permite aumentar su estabilidad y la capacidad de transmisión.
- Baja energía para controlar el dispositivo.
- Capacidad de corte incluso en corto circuito.
- Velocidad de conmutación elevada, capaz de trabajar a frecuencias elevadas entre los 2 khz.

Una vez mostradas las ventajas anteriores, cabe resaltar que esta tecnología tiene también limitaciones, entre las más destacadas están:

- Altas pérdidas, debidas principalmente a las altas frecuencias de conmutación de los dispositivos que componen sus convertidores.
- Problemas de interferencia electromagnética y compatibilidad electromagnética (EMI/EMC), debidas a las altas frecuencias de conmutación.
- Los cables utilizados en este tipo de aplicaciones deben tener características especiales, que los hagan menos vulnerables a las fallas en la línea de transmisión.

El control de la señal es posible mediante el sistema Pulse With Modulation (PWM) o modulación por anchura de pulsos, este método nos permite generar frecuencias de valores altos, superiores a los 2 khz. Esta señal de alta frecuencia va a ser filtrada por una serie de equipos que nos permitirá obtener la frecuencia deseada de 60 hz.

El PMW es un método que consigue variar el ancho de pulso de una señal cuadrada de voltaje del 0% al 100%, con la finalidad de controlar la potencia suministrada con la característica de que no se afectará a la amplitud y será la misma en la señal de salida.

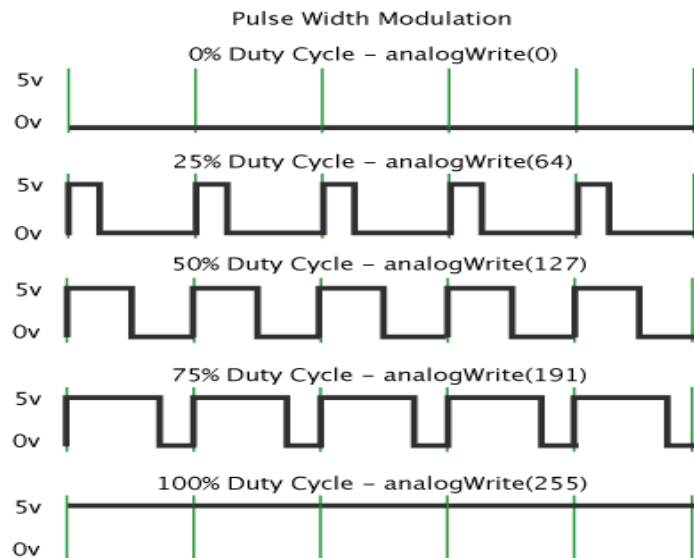


Fig. 60 Variación del ancho de pulso a diferentes porcentajes de trabajo.

En la figura 60 se puede observar que en la señal de salida la amplitud no varía, lo único que varía son los pulsos que la componen, por lo que esta entregará una señal de salida con una tensión media que va a depender de la anchura del pulso.

Este método ocupa un filtro paso-bajo que será conectado a la señal de salida el cual realizará la función de permitir el paso a aquellas frecuencias que estén por debajo de la frecuencia de corte del mismo además de que va a suavizar aquellas frecuencias que estén por encima de esta. Con estas acciones el filtro consigue un valor de tensión medio para cada punto entregando así una señal regular.

Al trabajar con altas frecuencias provoca que la generación de armónicos se reduzca, pero también se crean pérdidas de potencia de entre 2% y 3%.

Como en la tecnología HVDC-LCC, la tecnología HVDC-VSC también tiene una serie de componentes que hacen posible su buen funcionamiento, en el diagrama 5 se muestra este tipo de tecnología

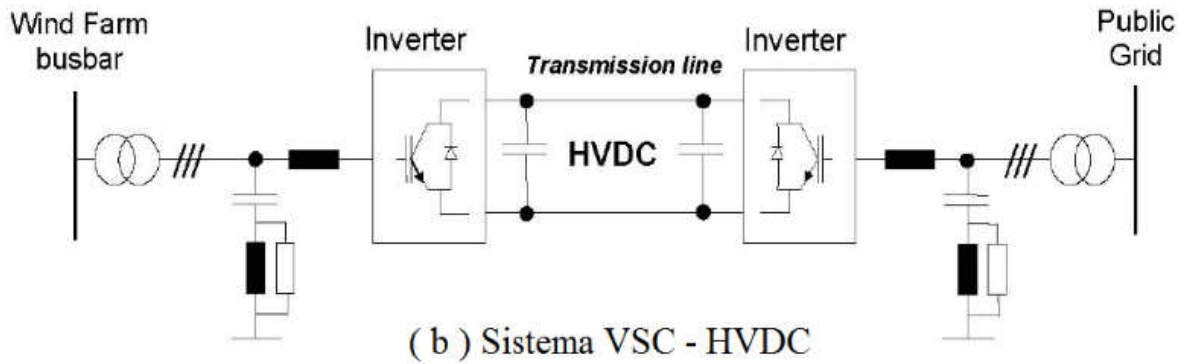


Diagrama 5 Tecnología HVDC-VS Wind Farm busbar (Bus de parque eólico), invertir (inversor), transmisión line (línea de transmisión), invertir (inversor), public grid (red pública).

La descripción de los componentes mostrados en el diagrama 5 se muestra a continuación:

2.3.2.1 Convertidor.

El principio de funcionamiento de un convertidor VSC está basado en dispositivos semiconductores controlados, con la capacidad turn-on y turn-off. De entre los dispositivos semiconductores desarrollados, existe: el GTO (Gate Turn-Off Thyristor), el IGCT (Integrated Gate Commutated Thyristor) que se considera una evolución del GTO y el IGBT (Insulated Gate Bipolar Transistor). Actualmente éste es el dispositivo que ha dado los mejores resultados en aplicaciones en sistemas eléctricos, y en el que se basa la tecnología HVDC - VSC.

Los convertidores usados en la tecnología VSC están formados por IGBTs que pueden realizar las conmutaciones necesarias para conseguir la rectificación o la inversión. La máxima potencia que puede transmitir este tipo de convertidores depende del rango máximo de trabajo de los IGBTs. También se pueden emplear varios niveles de IGBTs para alcanzar la tensión de transporte necesaria, el número de IGBTs depende de la tensión objetivo.

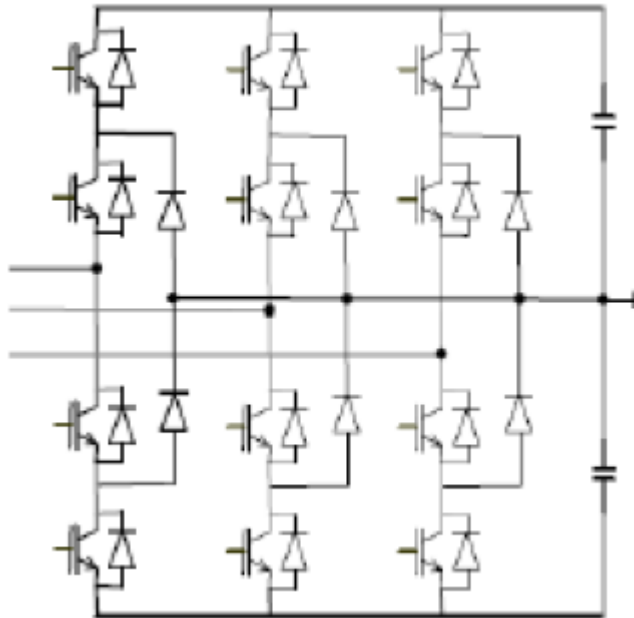


Diagrama 6 Convertidor VSC de 3 niveles

Para obtener la tensión en DC necesaria para una línea en HVDC, como el rango de operación de los IGBTs es limitado, se puede colocar varios IGBTs en serie hasta alcanzarla. Para colocar varios IGBTs en serie deben conmutar simultáneamente. Esto se traduce en una mayor dificultad de control en el diseño y mayores costes, puesto que los IGBTs son muy caros.

2.3.2.2 Transformador.

El objetivo de los transformadores es adecuar el nivel de la tensión para el correcto funcionamiento de los convertidores, por tanto se deben colocar, en la entrada del rectificador para que éste dé un valor concreto de tensión en su salida en la zona de DC y en la salida del filtro DC para su transporte y/o distribución en los valores óptimos de tensión.

2.3.2.3 Reactancia de fase.

Las reactancias de fase tienen la función de controlar la potencia activa y reactiva mediante la corriente que circula por ellas y también eliminan los armónicos de corriente de alta frecuencia causados por las operaciones de los IGBTs. Por lo tanto se colocará una en cada fase a la entrada del rectificador y a la salida del inversor.

2.3.2.4 Filtros de AC.

Los armónicos producidos por las conmutaciones de los IGBTs pueden causar un mal funcionamiento del sistema eléctrico e influir en equipos de radio y telecomunicación. Para

disminuir la magnitud de estos armónicos se colocan filtros de AC. En los sistemas VSC no es necesario utilizar componentes para compensar la energía reactiva dado que funciona mediante PWM y este sistema puede controlar la energía activa y reactiva. Por lo tanto se colocaran 6 filtros, dos en cada fase, antes y después de la etapa CD.

2.3.2.5 Condensadores de DC.

Estos condensadores se colocan para minimizar el rizado de la tensión de CD y amortiguar la potencia en los transitorios. Se colocan dos condensadores, uno en cada polo, y su dimensión depende de la tensión que hay en cada polo del sistema.

2.3.3 Comparativa entre la tecnología HVDC-LCC Y HVDC-VSC.

Ambos sistemas descritos anteriormente son de gran importancia cuando se habla del transporte de energía en corriente directa, aunque algunos proveedores reconocidos han creado nuevas tecnologías las cuales se mostraran más adelante, es necesario recalcar que las tecnologías HVDC-LCC Y HVDC-VSC son la base de donde las nuevas tecnologías tomaron sus ideas, sin embargo entre estas dos tecnologías también existen diferencias significativas que son necesarias considerar cuando se requiere hacer una elección de la tecnología a utilizar. Estas diferencias se describen a continuación.

Ventajas de un sistema HVDC-VSC frente al sistema HVDC-LCC

- En las válvulas VSC se utilizan dispositivos autoconmutados, prescindiendo de la necesidad de emplear fuentes de tensión alterna para la conmutación de apagado.
- Se puede controlar independientemente la potencia activa y la reactiva.
- No se necesita compensación reactiva en paralelo y, los filtros que se emplean en sistemas VSC son generalmente más pequeños que en un LCC.
- La polaridad de la tensión en un sistema VSC es siempre igual.

Desventajas de sistemas HVDC-VSC frente a los sistemas HVDC-LCC

- Alta inversión inicial en las estaciones convertidoras.
- Capacidad de transmisión de potencia a grandes distancias algo menor que en el caso de la tecnología clásica.
- Frecuencia de conmutación elevada, que origina más pérdidas, dando un rendimiento global algo menor que en las estaciones LCC, en torno del 94 -96%.

No solo existen estas características que hacen diferentes ambas tecnologías, también se pueden observar diferencias físicas entre una instalación y otra, estas diferencias se muestran a continuación.

Para una instalación HVDC-LCC.

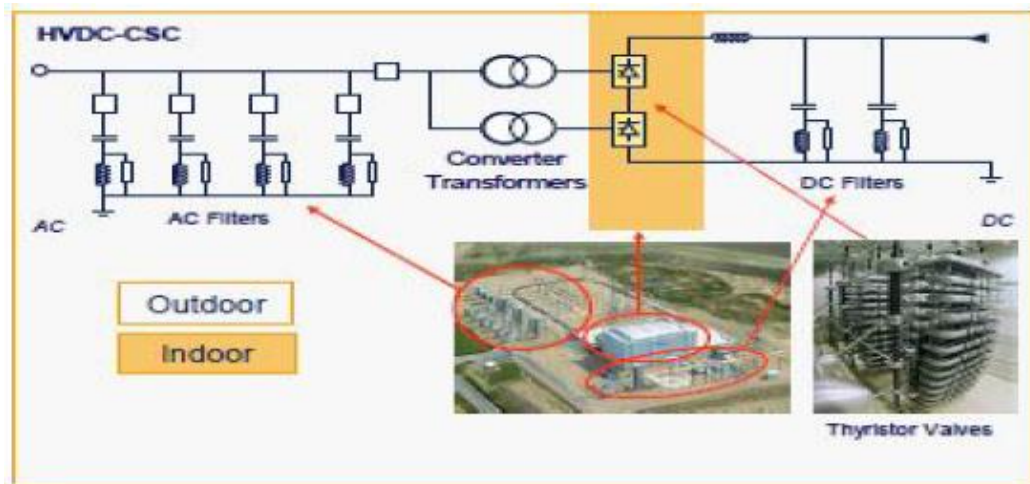


Fig. 61 Esquema de una instalación HVDC-LCC.

Se puede apreciar la disposición de algunos de los elementos que constituyen la subestación,

La disposición de los componentes de una instalación con tecnología VSC y la distribución de la misma se puede apreciar en la figura 62

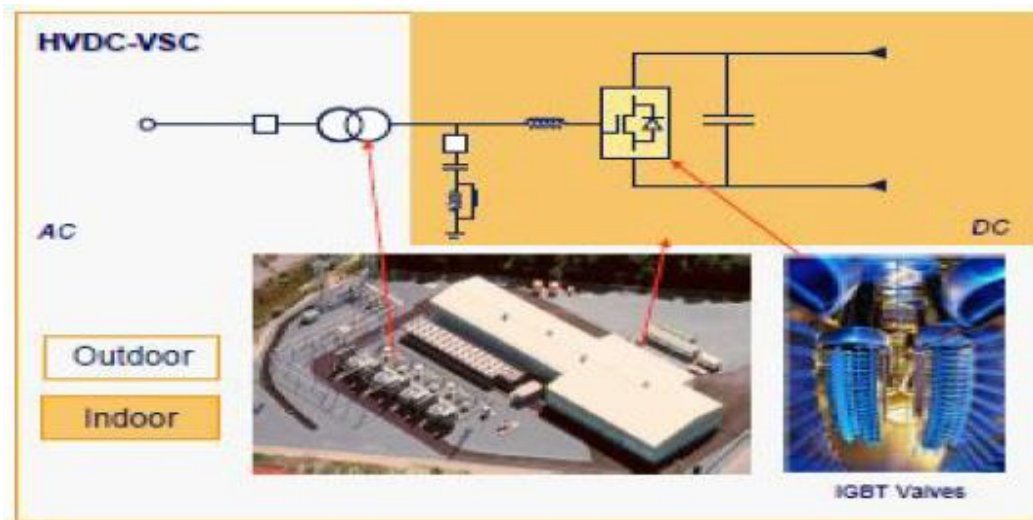


Fig. 62 Esquema de una instalación HVDC-VSC.

Mostrado lo anterior, se observa que ambas tecnologías tienen diferencias tanto físicas como diferencias en el principio de funcionamiento, a continuación mostramos las diferencias más destacables entre ambas tecnologías, pensando que en un futuro sean de gran ayuda a la hora de la realización de un nuevo proyecto.

- La tecnología LCC requiere de espacios mayores para su montaje que la tecnología VSC. Como dato se puede decir que una estación con tecnología LCC de 600 MW, ocupa una superficie de unos 24,000 m², mientras que una con la tecnología VSC de 550 MW ocupa unos 6000 m².
- El nivel máximo de potencia que se puede transmitir, va a verse modificado según cuál de las dos alternativas se escoja. Para la tecnología LCC el máximo se sitúa en unos 7500 MW, mientras que para la tecnología VSC, se tiene un tope máximo de 1600 MW.
- Los niveles de tensión máximos que se pueden adoptar en cada una de estas tecnologías son diferentes, dependiendo a su vez de si la línea es aérea o subterránea/submarina. Para la tecnología LCC si lo que se tiene es una línea aérea, la tensión máxima que se puede alcanzar es de 800 kV, mientras que para cables subterráneos/submarinos está entre 500-600 kV.
- Si la tecnología usada es VSC, para líneas aéreas se puede alcanzar una tensión máxima de 640 kV, mientras que para cables subterráneos/submarinos se alcanzan tensiones de 600 kV.
- La modularidad de un sistema VSC, hace que dicha tecnología sea más fácil de implementar, dado que la mayor parte del equipo viene montado de fábrica.
- En la tecnología VSC es necesario instalar siempre dos cables por la naturaleza bipolar que tiene, mientras que usando la tecnología LCC, es posible adoptar configuraciones monopolares, con la reducción de coste que esto implica.
- La tecnología LCC solo permite controlar la potencia activa, siendo la potencia reactiva función de la potencia activa transmitida, mientras que con la tecnología VSC, se garantiza un control independiente y casi total tanto de la potencia activa como reactiva.
- Las estaciones de conversión que utilizan la tecnología LCC, necesitan un equipamiento elevado de filtros, debido a la gran demanda de potencia reactiva que es cubierta en una parte por estos equipos. Para las instalaciones que tienen implementada la tecnología VSC, se necesitan unos equipos de filtrado mucho menores, debido a que el consumo de potencia reactiva es bastante menor, llegando a veces a ser incluso nulo.

- Al implementar la tecnología LCC en las estaciones de conversión, es necesario que esas dos estaciones que se encuentran a ambos lados del enlace, estén comunicadas entre ellas, mientras que para el caso de la tecnología VSC, esto no es necesario, lo que supone una pequeña reducción del coste de ejecución.
- Con la tecnología VSC se puede tener un control de la frecuencia y de la tensión independiente de la red de corriente alterna. Este hecho, junto con los ya comentados, que la corriente de cortocircuito y la potencia reactiva no son factores determinantes para el buen funcionamiento del sistema, permiten que las instalaciones que tengan implementada esta tecnología, sean capaces de arrancar desde un cero absoluto o blackout, al comportarse como una máquina síncrona.. Por otro lado la tecnología LCC requiere potencia reactiva para su funcionamiento lo que implica que a ambos lados de la estación tiene que haber tensión para que las estaciones puedan funcionar. Esto implica que para poder arrancar desde una situación de blackout, es necesario que exista una potencia de cortocircuito elevada.
- El impacto visual de las estaciones de conversión es también inferior en el caso de utilización de la tecnología VSC, dado que en este caso los convertidores se montan en horizontal, reduciéndose de esta manera la altura del edificio de conversión y por consiguiente, también el impacto ambiental de las instalaciones.
- La última característica a destacar, habla sobre la capacidad de la inversión del sentido de la potencia a transmitir. Cabe decir, que tanto la tecnología LCC como la VSC permiten esta inversión del sentido, sin embargo, la tecnología VSC permite realizar esta función sin la necesidad de invertir la polaridad, contribuyendo esto a que los aislamientos de los conductores puedan ser de menor grosor, al no estar sometidos a esos cambios de polaridad.

2.3.4 Tecnologías comerciales HVDC.

Existen nuevas tecnologías creadas por fabricantes específicos que son utilizadas en menor cantidad pero que también es necesario mencionar, debido que estas tecnologías son las que se encuentran en algunas industrias, es decir, son utilizadas industrialmente y difieren unas de otras. A continuación se muestran estas nuevas tecnologías.

2.3.4.1 HVDC PLUS de SIEMENS.

El convertidor HVDC PLUS (Power Link Universal Systems) está basado en tipología VSC multinivel. Es capaz de conmutar la CD independientemente de la tensión del lado de alterna, no estando conmutados por la red, y por tanto aplicable la tecnología de modulación por anchura de pulso (PWM). En la Figura 63 se muestra un prototipo de la estación.



Fig. 63 Prototipo de estación convertidora DC/AC offshore de 675 MW de Siemens.

El tamaño requerido para una estación convertidora utilizando esta tecnología sería un 20% menor que con la HVDC convencional. Se puede operar en redes de CA con muy bajos niveles de cortocircuito o con cargas pasivas, es robusto con respecto a los fallos de red de CA y sirve como cortafuegos para limitar la propagación de perturbaciones del sistema. Es ideal para la conexión de las plataformas marinas remotas y parques eólicos a la red eléctrica principal, así como para el suministro de energía a las grandes ciudades.

Una estación HVDC PLUS normalmente no requiere ningún filtro de armónicos, su diseño permite realizar voltajes de terminal del convertidor del lado de CA sinusoidales casi perfectos que están virtualmente libres de armónicos.

Este sistema nos ofrece un voltaje de CD unipolar, independiente de la dirección de flujo de energía. Esto permite la integración en múltiples sistemas de terminales o redes de CD, los cables con los que funciona este tipo de tecnología son cables de CD extruidos XLPE.

El diseño de HVDC PLUS está optimizado para aplicaciones de energía en el rango de 30MW a 1000MW o más, según el voltaje de CD.

2.3.4.2 HVDC-LIGHT de ABB.

La compañía ABB ha desarrollado una tecnología que llama, HVDC – Light, que aumenta la fiabilidad de las redes de energía, y aumenta el rango de transmisión de potencia. Es rápido de instalar y ofrece una alternativa a los sistemas convencionales de transmisión. Algunas aplicaciones:

- Transporte en CD.
- Conexión de los parques eólicos de las redes eléctricas.
- Enlaces eléctricas subterráneas.
- Proporcionar fuentes de alimentación de la costa en las islas y plataformas de petróleo y gas en alta mar.
- Conexión de las redes asíncronas.
- Ciudad de alimentación central.

Los comienzos de su desarrollo se remontan a 1997. Esta tecnología está basada en IGBT's con tipología VSC de dos niveles. La onda fundamental de tensión es generada por un PWM, pudiéndose controlar la magnitud de onda y fase de la onda libremente dentro de unos márgenes, lo que permite el control de potencia activa y reactiva. Desde el punto de vista de la red se comporta como un generador síncrono con inercia capaz de controlar la potencia activa y reactiva casi instantáneamente. Actualmente, la tecnología llega ahora a 1200 MW y ± 500 kV.

Asociado al concepto HVDC Light de convertidores están los cables poliméricos HVDC Light Cables de aislamiento seco extruido para transmisión a alta tensión en DC. Estos cables constituyen líneas DC de un bipolo de corrientes antiparalelas, lo que elimina el campo electromagnético. Esta tecnología está especialmente indicada para transmisión de energía eléctrica a instalaciones offshore a distancias de la costa de 50 a 100 km.

Dado que los filtros requeridos en la tecnología HVDC Light son de pequeño tamaño y que no se requieren compensadores síncronos, las dimensiones de las estaciones convertidoras son reducidas respecto a las estaciones con tecnología tradicional. En la figura 64 se observa una imagen de una estación de ABB.



Fig. 64 Estación convertidora HVDC-Light en el Mar del Norte de ABB

2.3.4.3 HVDC MaxSine de Alstom.

La compañía Alstom ha desarrollado una tecnología llamada HVDC – MaxSine, y es la solución para:

- Los parques eólicos marinos donde los altos costos de la plataforma exigen una gran aérea y una distancia a la costa sea superior a 40 km.
- Transmisión de cable subterráneo, cuando son prohibidas las líneas aéreas.
- Débiles redes de AC no pueden aceptar un convertidor LCC sin equipo adicional significativo, como un compensador síncrono estático (STATCOM) que es capaz de actuar como una carga o como un generador de potencia reactiva, permitiendo un constante control de la misma en el sistema o algún otro tipo de compensador síncrono.
- Casos en los que los niveles de armónicos existentes en la red de CA son altos y sin carga adicional, por ejemplo, de una estación de LCC.
-

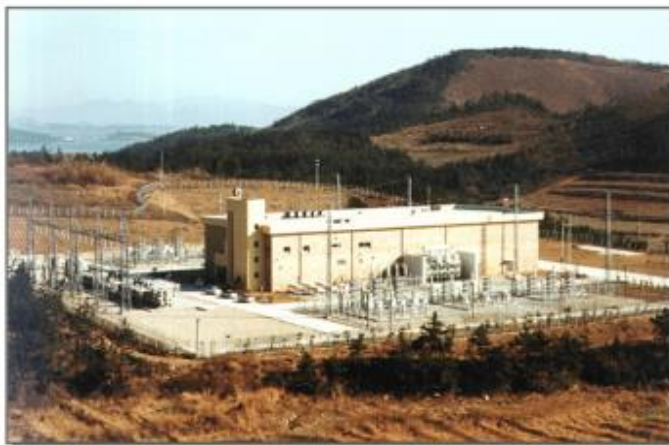


Fig. 65 Estación convertidora HVDC-MaxSine en Korea del Sur de Alstom

2.4 Configuraciones del sistema HVDC.

La tecnología HVDC nos ofrece diferentes configuraciones en base a su uso, aplicación y posibilidades. A continuación explicaremos cada una de estas configuraciones con sus características más relevantes. La correcta selección de cada configuración dependerá de los requerimientos operacionales, flexibilidad de la demanda y coste.

2.4.1 Punto a punto.

Este tipo de configuración es la más empleada hasta el día de hoy y la que nos permite conectar dos puntos con una distancia bastante larga. Consiste en la interconexión de dos estaciones rectificadoras, de las cuales una ejercerá el papel de rectificador y la otra de inversor conforme quien suministra o quien reciba la energía.

Sus aplicaciones son regularmente en conexiones submarinas, parques offshore, plantas petroleras y para la conexión de continentes con regiones insulares (cargas aisladas).

2.4.2 Back to back.

La configuración back to back es empleada cuando se quiere conectar dos sistemas asíncronos, esto quiere decir dos sistemas que tengan una frecuencia diferente. Esta configuración no necesita de una línea de transmisión porque ésta consiste en la interconexión de dos convertidores situados en la misma estación convertidora, uno para cada sistema eléctrico.

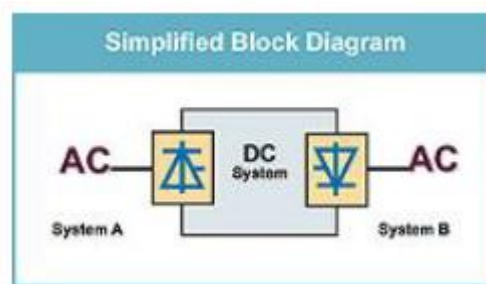


Diagrama 7 Configuración Back to Back.

Al tener al rectificador y el inversor situados en la misma estación, sus funciones son las siguientes:

- Para conectar redes o sistemas síncronos de alta tensión con diferentes frecuencias.
- Estabiliza enlaces de CA débiles.
- Suministra más potencia activa donde el sistema de CA ya está en su límite de capacidad de corto circuito.
- Controla el flujo de energía de la red dentro de sistemas de CA síncronos.

2.4.3 Multiterminal.

El sistema multiterminal consiste en la conexión de tres o más convertidores separados geográficamente. Existiendo así tres tipos distintos de ella las cuales se definen a continuación:

- Paralela: la cual consiste en colocar las subestaciones convertidoras en paralelo lo que significa que tendremos el mismo voltaje y se utiliza cuando todas las subestaciones superan el 10% de la energía generada por la estación convertidora.
- Serie: la cual consiste en colocar las subestaciones convertidoras en serie, teniendo en cada una de ellas un voltaje diferente, para no afectar el nivel de tensión una de estas no debe de consumir más del 10% de la potencia total de las estaciones rectificadoras.
- Mixta: permite la conexión serie y paralelo de estaciones convertidoras.

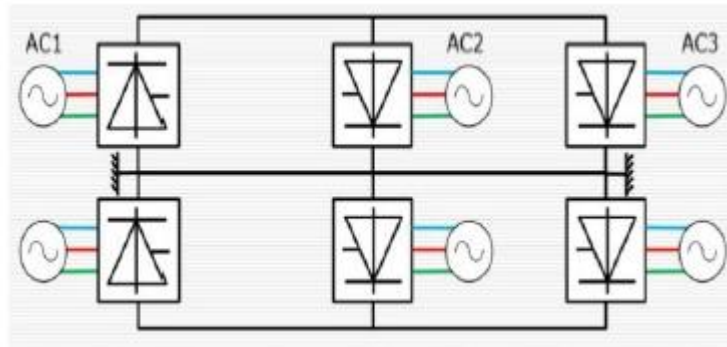


Diagrama 8 Conexión multiterminal con los 3 tipos de arreglos.

2.4.4 Unitaria.

Se utiliza principalmente en centrales eólicas e hidroeléctricas, esta se emplea cuando el generador está conectado directamente al rectificador lo que nos genera energía directa en CD. Esta configuración aprovecha la velocidad de las turbinas para generar la energía necesaria en cada momento independiente de la frecuencia.

Se utiliza principalmente en centrales hidroeléctricas o eólicas, en donde es posible alcanzar la máxima eficiencia de las turbinas debido a que, sin importar la velocidad de la turbina, el inversor se encarga de entregar a la red la señal de tensión a la frecuencia fundamental, ya sea 50 o 60 Hz.

2.5 Tipos de conexiones en el sistema HVDC.

En el sistema HVDC se puede encontrar diferentes tipos de conexiones entre dispositivos de una red los cuales pueden ser de uno, dos hilos o hasta tres hilos, la conexión va depender directamente de la aplicación y estas conexiones son:

- Monopolar.
- Bipolar.
- Homopolar.

2.5.1 Monopolar.

La conexión monopolar consiste en la utilización de un único conductor para transmitir la potencia de una estación de conversión a otra, generalmente el cable tiene polaridad negativa porque el efecto corona es menor comparado a usar polaridad positiva, el retorno se realiza conectando las estaciones de conversión por medio de electrodos que serán conectados a tierra o mar (proyectos submarinos). Este tipo de conexión nos permite un ahorro en el cable conductor, pero tiene la inconveniencia de que tiene grandes pérdidas por la tierra y algunas veces existen problemas medioambientales por la corrosión en los electrodos o interferencias debidas a los armónicos, lo cual impide este tipo de conexión, pero una solución es realizar el retorno mediante un cable conductor.

Por lo tanto, utilizamos la conexión monopolar con retorno a tierra por electrodo cuando; las distancias entre estaciones convertidoras son muy largas, donde el mar realice la operación de retorno o cuando se tenga menor cantidad de pérdidas que utilizando el retorno metálico.

Utilizamos la conexión monopolar con retorno por cable conductor cuando las condiciones medioambientales no nos permiten usar electrodos o cuando este sistema nos ofrece menor cantidad de pérdidas en comparación con el de retorno a tierra de electrodos.

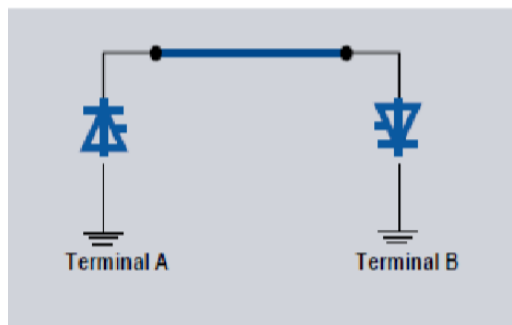


Diagrama 9 Conexión Monopolar con retorno a tierra por electrodo.

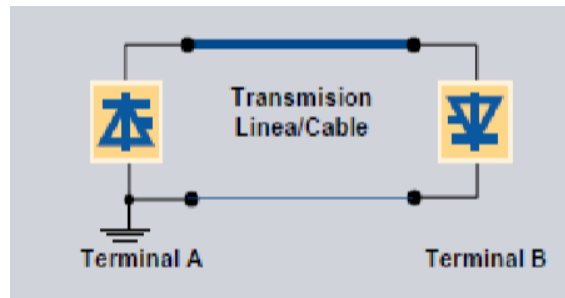


Diagrama 10 Conexión Monopolar con retorno por medio de cable conductor.

Este tipo de sistema es el más sencillo y económico de todas las configuraciones y soporta potencias aproximadamente de 1500 MW.

2.5.2 Bipolar.

Este tipo de conexión consiste en el uso de dos conductores para conectar a las estaciones de conversión, los cuales serán de polaridad positiva y polaridad negativa. Estos conductores transmiten con la misma potencia, esta conexión nos va a permitir tener un retorno con valor cero.

Este tipo de enlaces otorgan más fiabilidad al sistema, ya que en caso de falla o mantenimiento, las líneas son capaces de seguir transmitiendo alrededor del 50% de la potencia total.

A continuación se explica las 2 variantes en la que podemos encontrar este sistema.

Bipolar con retorno metálico: este sistema tiene el retorno por medio de un cable y se utiliza cuando existen distancias cortas.

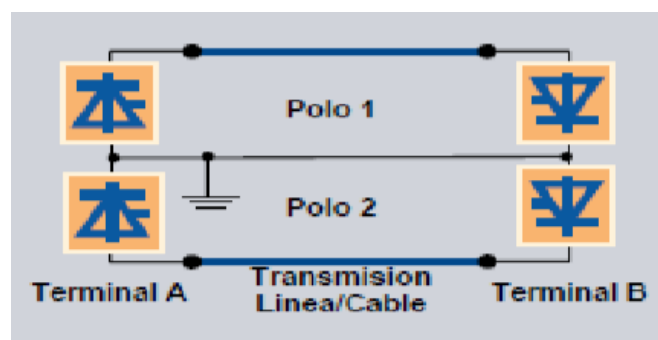


Diagrama 11 Bipolar con retorno metálico.

Bipolar con retorno por tierra: este sistema es el más común que podemos encontrar, es flexible cuando se presenta un desperfecto o se le realiza mantenimiento. Es un sistema equilibrado ya que se transmite la misma potencia por medio de los cables conductores.

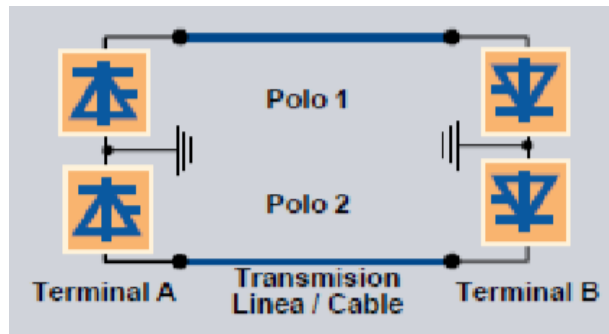


Diagrama 12 Bipolar con retorno por tierra.

2.5.3 Homopolar.

Esta conexión consiste en dos cables conductores los cuales tendrán la misma polaridad negativa, dado que se obtiene menor cantidad de pérdidas por efecto corona. Este sistema puede utilizar retorno por tierra, mediante electrodos o por conductor metálico según los aspectos técnicos medioambientales. En este conductor habrá 2 veces la corriente nominal.

Pese a ser más barata que los otros enlaces tienen la desventaja de que como la corriente que circula por el retorno es alta, el coste del cable es mayor por sus dimensiones.

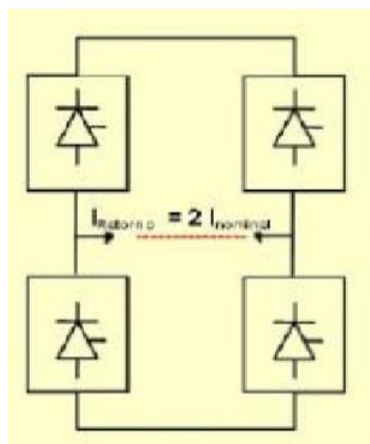


Diagrama 13 Configuración Homopolar.

Capítulo III Armónicos

La energía eléctrica transmitida ya sea en CA o en Cd debe llegar a las terminales del consumidor a un nivel de voltaje especificado de magnitud constante y sin variación de la forma de onda ideal. La variación de la onda sinusoidal perfecta generalmente se expresa en términos de componentes armónicos.

El término armónico se deriva de la acústica y se define como el contenido de la señal eléctrica cuya frecuencia es un múltiplo integral de la frecuencia fundamental

La distorsión armónica se origina debido a las características no lineales de los equipos y cargas de un sistema eléctrico de potencia.

Las formas de onda distorsionadas pueden ser descompuestas en una suma de la señal de la frecuencia fundamental y las armónicas.

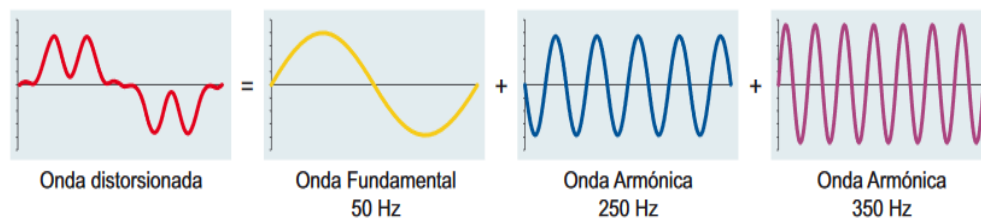


Fig. 66 Descomposición de forma de onda distorsionada

3.1 Análisis de los armónicos.

El teorema de Fourier nos dice que toda onda periódica no sinusoidal puede ser descompuesta como la suma de ondas sinusoidales, mediante la aplicación de la serie de Fourier, siempre y cuando se cumplan las siguientes condiciones.

1. Que la integral a lo largo de un periodo de la función sea un valor finito.
2. Que la función posea un número finito de discontinuidades en un periodo.
3. Que la función posea un número finito de máximos y mínimos en un periodo.
4. Cualquier función $F(x)$ con un periodo 2π tiene su representación en series de Fourier de acuerdo con la siguiente expresión.

$$Y = F(x) = A_0 \sum_{n=1}^{\infty} [A_n \text{sen}(nx) + B_n \text{cos}(nx)] \dots\dots \text{ec 1}$$

Dónde:

$$A_0 = \frac{1}{2\pi} \int_0^{2\pi} F(x) dx \dots\dots \text{ec 2}$$

$$A_n = \frac{1}{\pi} \int_0^{2\pi} F(x) \text{sen}(nx) dx \dots\dots \text{ec 3}$$

$$B_n = \frac{1}{\pi} \int_0^{2\pi} F(x) \text{cos}(nx) dx \dots\dots \text{ec 4}$$

$$[A_n \text{sen}(nx) + B_n \text{cos}(nx)] = R_n \text{sen}(nx + \phi_n) \dots\dots \text{ec 5}$$

$$R_n = \sqrt{A_n^2 + B_n^2} \dots\dots \text{ec 6}$$

$$\phi_n = \tan^{-1}\left(\frac{B_n}{A_n}\right) \dots\dots \text{ec 7}$$

n=1,2,3,4.....

Aplicando estas ecuaciones es posible encontrar los armónicos de las ondas más comunes las cuales se muestran a continuación en la siguiente tabla.

CLASE DE ONDA	DESCOMPOSICIÓN ARMÓNICA
Onda seno	$Y = a \sin \theta$
Rectificación de media onda	$Y = \frac{a}{\pi + 0.5 \sin \theta - \left(\frac{2}{1.3}\right) \cos 2\theta - \left(\frac{2}{3.5\pi}\right) \cos 4\theta \dots\dots}$
Rectificación de onda completa	$Y = \frac{2a}{\pi + \left(\frac{2}{1.3}\right) \cos 2\theta - \left(\frac{2}{3.5\pi}\right) \cos 4\theta - \left(\frac{2}{5.7}\right) \cos 6\theta \dots\dots\dots}$
Rectificación de M fases	$Y = \left(\frac{am}{\pi}\right) \sin \frac{\pi\theta}{m} + \left(\frac{2}{m^2 - 1}\right) \cos m\theta - \left(\frac{2}{4m^2 - 1}\right) \cos 2\theta + \left(\frac{2}{9m^2 - 1}\right) \cos 3m\theta \dots\dots$
Onda triangular	$Y = \frac{8a}{\pi^2 \left[\sin \theta - \left(\frac{1}{9}\right) \sin 3\theta + \left(\frac{1}{25}\right) \sin 5\theta + \left(\frac{1}{49}\right) \sin 7\theta \dots\dots \right]}$
Onda rectangular	$Y = \frac{4a}{\pi \left[\sin \theta - \left(\frac{1}{3}\right) \sin 3\theta + \left(\frac{1}{5}\right) \sin 5\theta + \left(\frac{1}{7}\right) \sin 7\theta \dots\dots \right]}$
Onda de tres niveles	$Y = \frac{3.4641a}{\pi \left[\cos \theta - \left(\frac{1}{5}\right) \cos 5\theta + \left(\frac{1}{7}\right) \cos 7\theta + \left(\frac{1}{11}\right) \sin 11\theta \dots\dots \right]}$

Tabla 8 Armónicos de las ondas más comunes.

3.2 Causas y consecuencias de los armónicos.

El sistema de transmisión HVDC genera corrientes armónicas en el lado de CA y voltajes armónicos en el lado de CD durante el funcionamiento. Las corrientes armónicas generadas en el bus de CA del convertidor se transmiten a la red de CA y pueden causar los siguientes efectos adversos:

- a) Calentamiento de los equipos conectados.
- b) Inestabilidad del control del convertidor.
- c) Genera interferencias telefónicas y de radio en las líneas de comunicación adyacentes, induciendo así armónicos.
- d) Los armónicos pueden conducir a la generación de sobretensiones debido a la resonancia cuando se empelan circuitos de filtro.

A continuación se expresa en una tabla los principales problemas que nos generan los armónicos en los equipos eléctricos.

Elemento	Problema	Efecto
Conductor	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Aumento de la corriente. ▪ Aumento de la resistencia. ▪ Aumento de pérdidas térmicas (efecto Joule). ▪ Efecto Skin. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Calentamiento de cables. ▪ Disparo de las protecciones.
Conductor a neutro	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Circulación de armónicos múltiplos de 3. ▪ Retorno por el conductor de neutro. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Sobreintensidad de la corriente que circula por el conductor de neutro. ▪ Calentamiento en el neutro. ▪ Degradación prematura del neutro. ▪ Disparo de protecciones.
Condensadores	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Resonancia en paralelo con el sistema. ▪ Amplificación de los armónicos. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Calentamiento. ▪ Envejecimiento prematuro. ▪ Destrucción de los condensadores.
Transformadores	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Circulación de corrientes armónicas por devanados. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Sobrecalentamiento de los devanados. ▪ Pérdidas de aislamiento térmico por calentamiento.

		<ul style="list-style-type: none"> ▪ Pérdidas en el cobre y en el hierro (histéresis y Foucault). ▪ Disminución del rendimiento. ▪ Sobredimensionamiento del transformador. ▪ Saturación del transformador (crea mayor distorsión).
Motores	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Circulación de corrientes armónicas por devanados. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Sobrecalentamiento de los devanados. ▪ Pérdidas de aislamiento térmico por calentamiento. ▪ Pérdidas en el cobre y en el hierro (histéresis y Foucault). ▪ Disminución del rendimiento. ▪ Reducción del par. ▪ Vibraciones en el eje, desgaste mecánico en rodamientos y excentricidad.
Equipos de medición y control	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Medidas no válidas. ▪ Errores en procesos de control. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Valores de magnitudes incorrectas. ▪ Saturación de TP's y TC's. ▪ Error en los equipos que toman como referencia el paso por cero de la onda.

Tabla 9 Efectos de los armónicos en diferentes componentes eléctricos

3.3 Generación de armónicos mediante convertidores.

Un sistema de transmisión HVDC consta de un rectificador y un inversor cuya operación genera armónicos en el lado de CA y CD del convertidor. Las tres fuentes distintas de armónicos en los sistemas HVDC son:

- I. Transformador.
- II. Generador de CA.
- III. Convertidor junto con su dispositivo de control.

3.3.1 Transformador como fuente de armónicos.

Los transformadores pueden ser considerados como fuentes de voltajes armónicos, los cuales surgen de la distorsión magnética y la saturación magnética debido a la presencia de un componente DC en su secundario. La magnitud de estos armónicos depende de la densidad de flujo operativa. Los transformadores convertidores suelen operar a más altas densidades de flujo que los transformadores trifásicos convencionales y, por lo tanto, la posibilidad de generación de armónicos es mayor en los transformadores convertidores.

Aunque la forma de onda suele ser correcta, un generador de CA puede considerarse como una fuente de tensiones armónicas equilibradas debido a la distribución no uniforme de flujo en los devanados del inducido.

El convertidor que forma la unidad básica en la transmisión HVDC impone cambios cíclicos de impedancia en el circuito y, por lo tanto se considera un generador de corriente armónica.

Considerando la ecuación de fem de un transformador, el voltaje en el lado primario es:

$$V_1 = - \text{emf} = N_1 \frac{d\omega}{dt} \quad 1$$

Tomando:

$$\phi = \phi_m \sin \omega t \quad \dots\dots\dots 2$$

La fem inducida en el devanado primario es:

$$e_1 = -N_1 \frac{d\omega}{dt}$$

$$e_1 = -N_1 \omega \cos \omega t \quad \dots\dots\dots 3$$

La tensión de alimentación en el lado primario es:

$$V_1 = - e_1$$

$$= +N_1 \omega \cos \omega t \quad \dots\dots\dots 4$$

De las expresiones 1 y 3, es claro que el flujo sinusoidal produce voltaje sinusoidal sin carga. Pero la corriente de magnetización primaria no será sinusoidal debido a la naturaleza no lineal de la curva B-H del material del núcleo utilizado para el transformador.

Las formas de onda de las corrientes de magnetización despreciando el componente de pérdida en el núcleo se muestran en la figura 65 b) que se proyectan a partir de la figura 65 a), la forma de onda del flujo es sinusoidal para equilibrar el voltaje primario. La corriente de magnetización se representa frente al tiempo para cada valor de flujo y la forma de onda resultante de la corriente está lejos de ser sinusoidal. Cuando se considera el efecto de histéresis, la forma de onda de corriente de magnetización no sinusoidal ya no es simétrica con respecto a su valor máximo. La distorsión que se muestra en la figura 67 a) y b) es causada principalmente por los armónicos triple n y particularmente por el tercer armónico. Por lo tanto, para mantener un suministro de voltaje sinusoidal razonable, es necesario proporcionar un camino para los armónicos triples n . esto normalmente se logra mediante el uso de devanados conectados en delta que proporcionan un camino para las corrientes de tercer armónico. Por lo tanto, un transformador excitado por un voltaje sinusoidal produce una corriente de excitación simétrica que contiene solo armónicos impares.

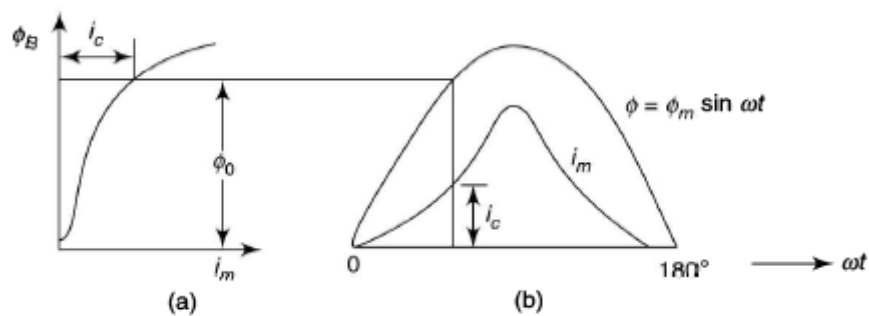


Fig. 67 Magnetización del transformado (sin histéresis)

(a) Curva de magnetización. (b) Flujo y formas de onda de corriente de magnetización

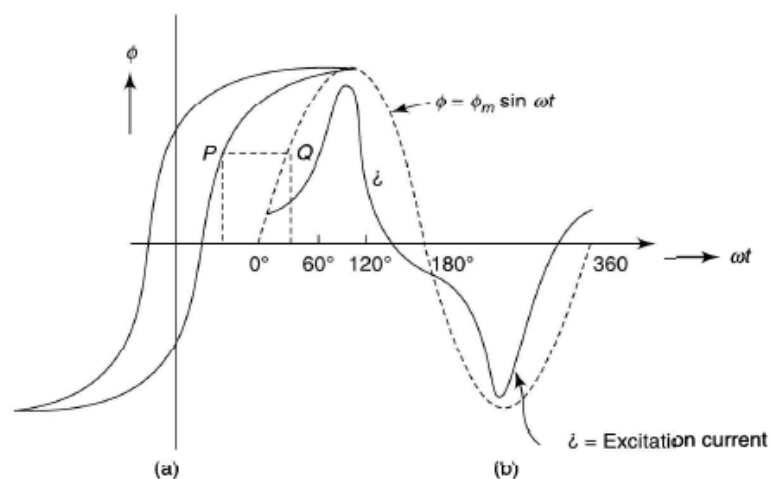


Fig. 68 Magnetización del transformador (con histéresis)

(a) curva de magnetización. (b) flujo y formas de onda de magnetización

Si se conecta una carga lineal o no lineal al transformador, la corriente de excitación contendrá nuevamente solo armónicos impares siempre que la corriente de carga no contenga un componente de DC.

Si se introduce un desequilibrio magnético por cualquier motivo, entonces la curva B-H (Φ - i) y la corriente de excitación ya no tendrán la misma forma que en condiciones sin carga, pero será como se muestra en la figura 69 a) y b) debido a este desequilibrio, el valor medio de flujo no será cero. Esto significa que el componente de flujo de CA se puede compensar con un valor igual a Φ_{dc} .

Esto es posible solo cuando la corriente de excitación contiene un componente de DC. Cualquier carga desequilibrada en el lado secundario de un transformador convertidor debido al disparo desequilibrado de válvulas da como resultado un componente de corriente continua además de los términos sinusoidales.

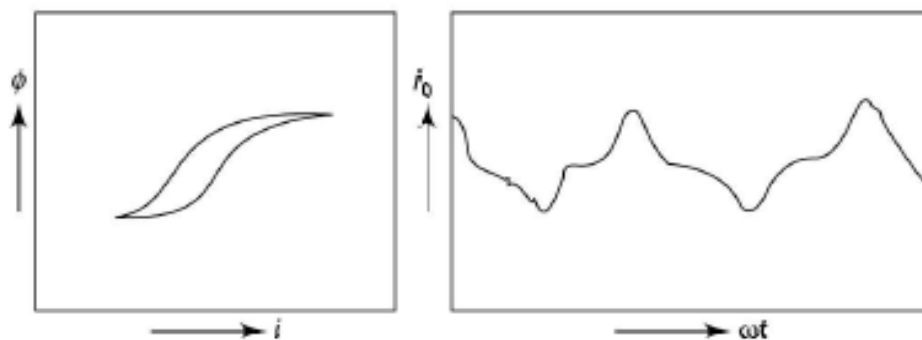


Fig. 69 Forma de onda con desequilibrio magnético

(a) Característica de excitación

$$\Phi = f(i)$$

(b) (a) Característica de excitación

$$i = f(i) \text{ condición bajo carga}$$

En condiciones de funcionamiento desequilibradas, se supone que el convertidor produce solo armónicos fundamentales y normales de los órdenes 5, 7, 11,13, etc. En general, los armónicos de corriente normal producidos en el lado de CA son del orden $(pk \pm 1)$, donde p es el número de pulsos y k es cualquier número entero positivo. El componente fundamental es el componente deseado y los armónicos restantes simplemente representan una fuente de interferencia. Los armónicos normales mencionados anteriormente se denominan armónicos característicos.

3.3.2 Armónicos debidos a convertidores.

La figura 70 muestra una conexión de 12 pulsos que consta esencialmente de dos grupos de 6 pulsos. Un grupo tiene un transformador convertidor conectado Y-Y con una relación de vueltas

1:1 y el otro grupo tiene un banco de transformadores convertidores Y- Δ con relación de vueltas $1:\sqrt{3}$ entre líneas del banco trifásicas, una conexión en serie de los dos grupos de 6 pulsos construye una conexión de 12 pulsos.

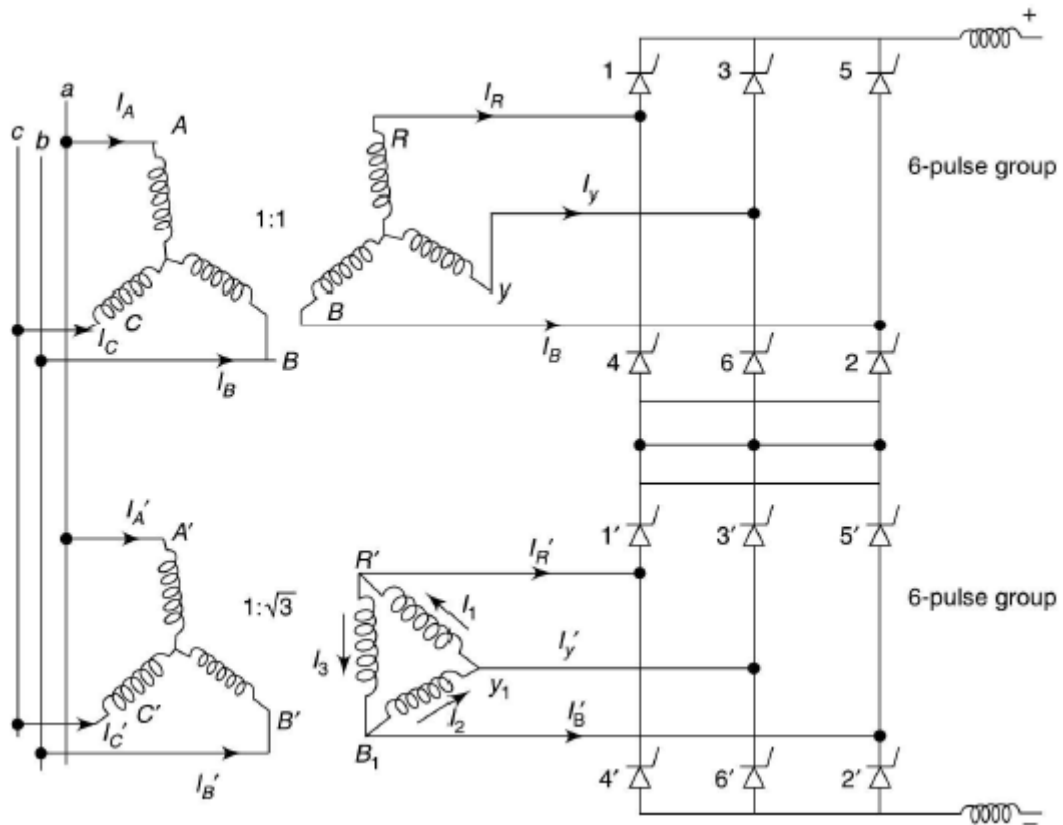


Fig. 70 Conexión de puente de 12 pulsos

3.3.3 Armónicos característicos del lado de CD.

El orden de los armónicos característicos está relacionado con el número de pulsos de la configuración del convertidor y se define como el número de conmutaciones no simultaneas por ciclo de frecuencia fundamental. Un convertidor con número de pulsos p genera armónicos de voltaje característicos del orden pk en el lado de CD, donde k es cualquier número entero. Las siguientes suposiciones se hacen al analizar los armónicos característicos.

1. El voltaje de suministro de CA es un sistema de voltajes perfectamente balanceado y solo contiene componentes fundamentales.
2. La corriente continua es de magnitud constante ($L_d \rightarrow \infty$)
3. Las válvulas conducen secuencialmente a intervalos de tiempo iguales.
4. La reactancia de conmutación de cada fase es la misma.

Considere el convertidor de puente de 6 pulsos como se muestra en la figura 71 las formas de onda de corriente y voltaje se muestran en la figura 70 para el ángulo de retardo α y el ángulo de conmutación μ .

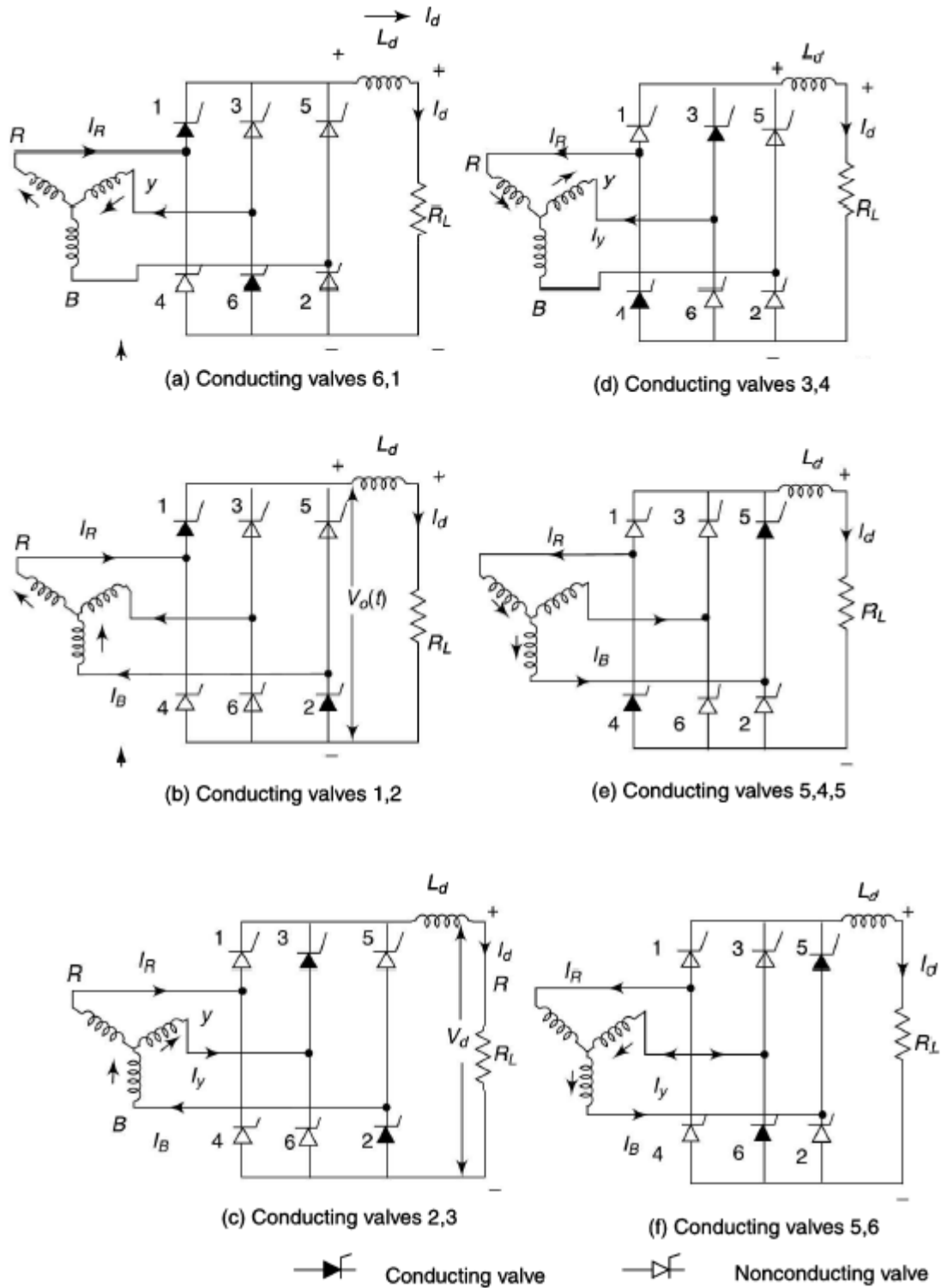


Fig. 71 Secuencia de conducción de las válvulas del convertidor trifásico de puente de 6 pulsos totalmente controlado.

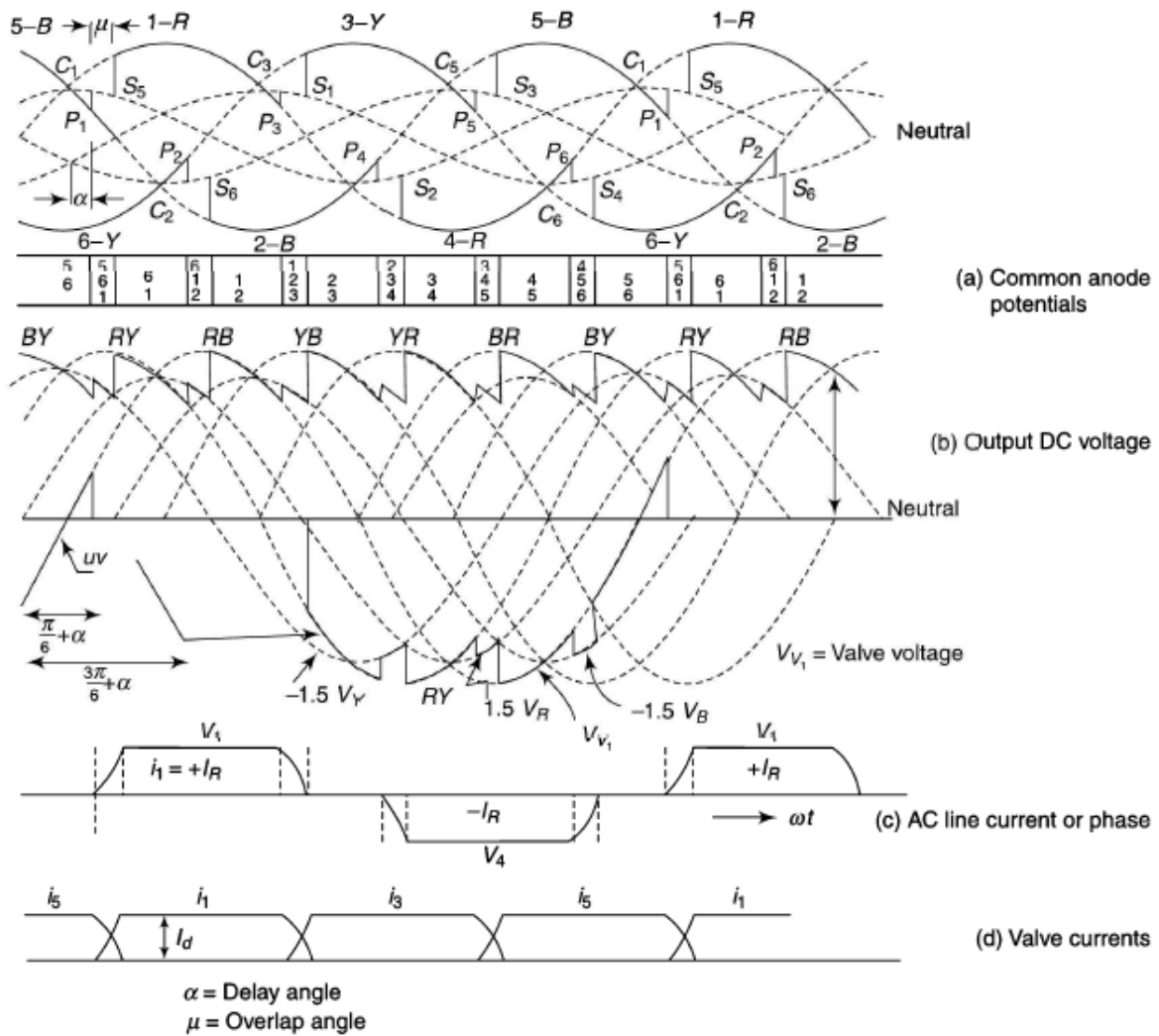


Fig. 72 Convertidor de puente de 6 pulsos con superposición.

El voltaje de CD de salida se ilustra en la figura 70 a) tomando como referencia el tiempo en el cruce de las formas de onda de voltaje (C), el voltaje de CD de salida se puede expresar como:

$$V_o(t) = \sqrt{2}V_{SL} \cos\left(\omega t + \frac{2\pi}{6}\right) \text{ for } 0 < \omega t < \alpha$$

$$V_o(t) = \frac{(V_R + V_B)}{2} - V_y = \frac{\sqrt{6}V_{SL}}{2} \sin \omega t \text{ for } \alpha < \omega t < \alpha + \mu$$

$$V_o(t) = \sqrt{2}V_{SL} \cos\left(\omega t - \frac{2\pi}{6}\right) \text{ for } \alpha + \mu < \omega t < \frac{\pi}{3}$$

Usando las ecuaciones de Fourier:

$$A_0 = \frac{1}{\pi} \int_{\sigma}^{\sigma+2\pi} f(\theta) d\theta$$

$$A_n = \frac{1}{\pi} \int_{\sigma}^{\sigma+2\pi} f(\theta) \cos n\theta d\theta$$

$$B_n = \frac{1}{\pi} \int_{\sigma}^{\sigma+2\pi} f(\theta) \sin n\theta d\theta$$

Donde σ es cualquier ángulo la forma trigonométrica de la serie de Fourier es:

$$F(\theta) = \frac{A_0}{2} + \sum_{n=1}^{\infty} [A_n \cos n\theta + B_n \sin n\theta]$$

Donde $\theta = wt$ y w es la frecuencia básica de repetición en rad/s; $\frac{A_0}{2}$ es el valor medio de la función $f(\theta)$ y A_n y B_n son los componentes rectangulares del armónico n^{th}

El valor pico del armónico n^{th} y su forma continua es:

$$\left. \begin{aligned} C_n &= \sqrt{A_n^2 + B_n^2} \text{ and } C_n \angle \phi_n = A_n - iB_n \\ \phi_n &= \tan^{-1}(-B_n/A_n) \end{aligned} \right\}$$

Usando las ecuaciones anteriores (las de Fourier), el valor rms del voltaje armónico n^{th} viene dado por:

$$V_h = \frac{V_{do}}{\sqrt{2}(h^2 - 1)} \left[(h-1)^2 \cos^2 \left\{ (h+1) \frac{\mu}{2} \right\} + (h+1)^2 \cos^2 \left\{ (h-1) \frac{\mu}{2} \right\} - 2(h-1)(h+1) \cos \left\{ (h+1) \frac{\mu}{2} \right\} \cos \left\{ (h-1) \frac{\mu}{2} \right\} \cos(2\alpha + \mu) \right]^{1/2}$$

Se pueden ver unos hechos interesantes de la ecuación anterior cuando $\alpha = 0$ y cuando $\mu = 0$ la expresión anterior se reduce a:

$$V_{ho} = \sqrt{2} V_{do} / (h^2 - 1)$$

$$\frac{V_{ho}}{V_{do}} = \sqrt{2} / (h^2 - 1) \approx \sqrt{2} / h^2$$

.....3.1

El sufijo cero en V_{ho} indica que el ángulo de conmutación es cero. Los valores rms de los armónicos 6, 12 y 18 se pueden calcular a partir de la expresión 3.1 y sus valores son 4.04, 0.99 y 0.44 por ciento respectivamente, cuando $\alpha = 0$, generalmente el contenido armónico aumenta con α y cuando

$$\alpha = \frac{\pi}{2} \text{ and } \mu = 0$$

$$\frac{V_{ho}}{V_{do}} = \sqrt{2}h / (h^2 - 1) = \sqrt{2} / h$$

....3.2

ASEA, Suecia, ha proporcionado un conjunto de curvas para voltajes armónicos V_h como un porcentaje de V_{do} contra el ángulo μ para diferentes valores de α , como se muestra de la figura 73 a la figura 75 para armónicos 6, 12 y 18 respectivamente.

Puede verse en las curvas que para valores pequeños del ángulo μ , las magnitudes armónicas aumentan con un aumento en α y los armónicos de orden superior aumentan más rápidamente, para un ángulo α constante, los armónicos disminuyen y alcanzan el primer mínimo en aproximadamente $\mu = \frac{\pi}{h}$; pero para $\mu = \frac{\pi}{h+1}$ y $\mu = \frac{\pi}{h-1}$ los armónicos son constantes para cualquier ángulo y alcanzan el máximo en $\mu = \frac{3\pi}{h}$

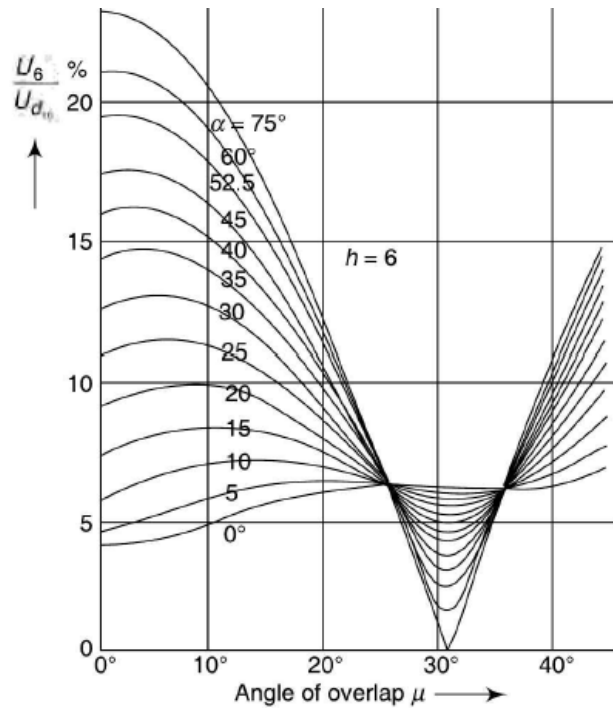


Fig. 73 Variación del voltaje del 6th armónico en relación con el ángulo de retraso y superposición.

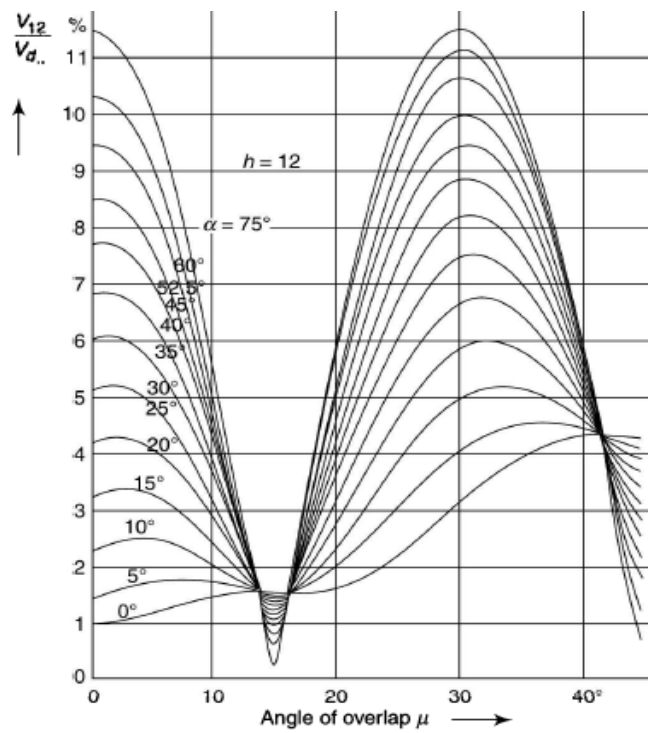


Fig. 74 Variación del voltaje del 12th armónico en relación con el ángulo de retraso y superposición.

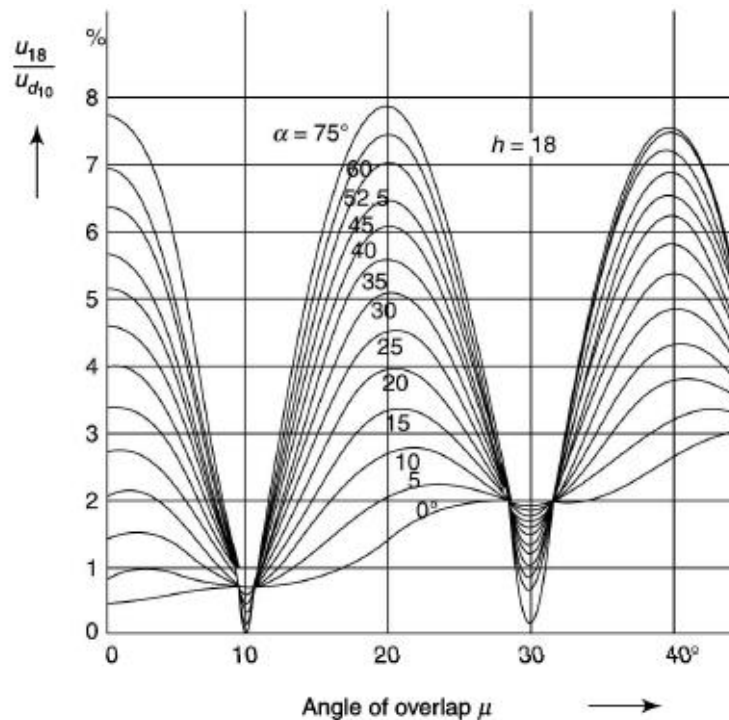


Fig. 75 Variación del voltaje del 18th armónico en relación con el ángulo de retraso y superposición.

La comparación de la expresión 3.1 y la expresión 3.2 indica que el contenido armónico en $\alpha = \frac{\pi}{2}$ es h veces el contenido armónico correspondiente a $\alpha = 0$ esto sugiere que los armónicos de orden superior aumentan con α y el valor máximo de estos armónicos está dado por la expresión 3.2.

Si el convertidor se forma con dos puentes, uno con un transformador conectado en Y-Y y el otro con un transformador conectado en Y- Δ entonces su voltaje en el lado secundario difiere en fase en 30° , por lo tanto, los armónicos también difieren en fase. Una diferencia de fase de 30° para la tensión fundamental de los dos puentes induce una diferencia de 180° (30×6) para el sexto armónico y una diferencia de fase de $2\pi(30 \times 12)$ para el armónico 12 y así sucesivamente.

3.3.4 Armónicos de corriente característicos.

La figura 76 muestra las formas de onda de la corriente primaria cuando $\alpha = 0$; I_A, I_B y I_C son las corrientes primarias para el convertidor conectado en Y-Y y I'_A, I'_B y I'_C para el convertidor conectado en Y- Δ .

Las formas de onda de estas corrientes son las principales responsables de la generación de armónicos de corriente. Las corrientes del lado secundario del convertidor Y-Y, son I_R, I_Y y I_B . Dado que la relación de espiras del banco trifásico Y-Y es 1:1, las corrientes de línea en el lado primario del banco Y-Y también son las mismas, es decir:

($I_A = I_R$; $I_B = I_Y, I_B$ y $I_C = I_b$). Las corrientes de línea del lado secundario en el banco del transformador Y- Δ son I'_R, I'_Y y I'_B y las corrientes de fase correspondientes del banco Δ son I_1, I_2 y I_3 , cuyos valores en términos de corrientes de línea están dadas por:

$$\begin{aligned} I_1 &= (I'_R - I'_Y)/3 \\ I_2 &= (I'_Y - I'_B)/3 \\ I_3 &= (I'_B - I'_R)/3 \end{aligned} \dots\dots 3.3$$

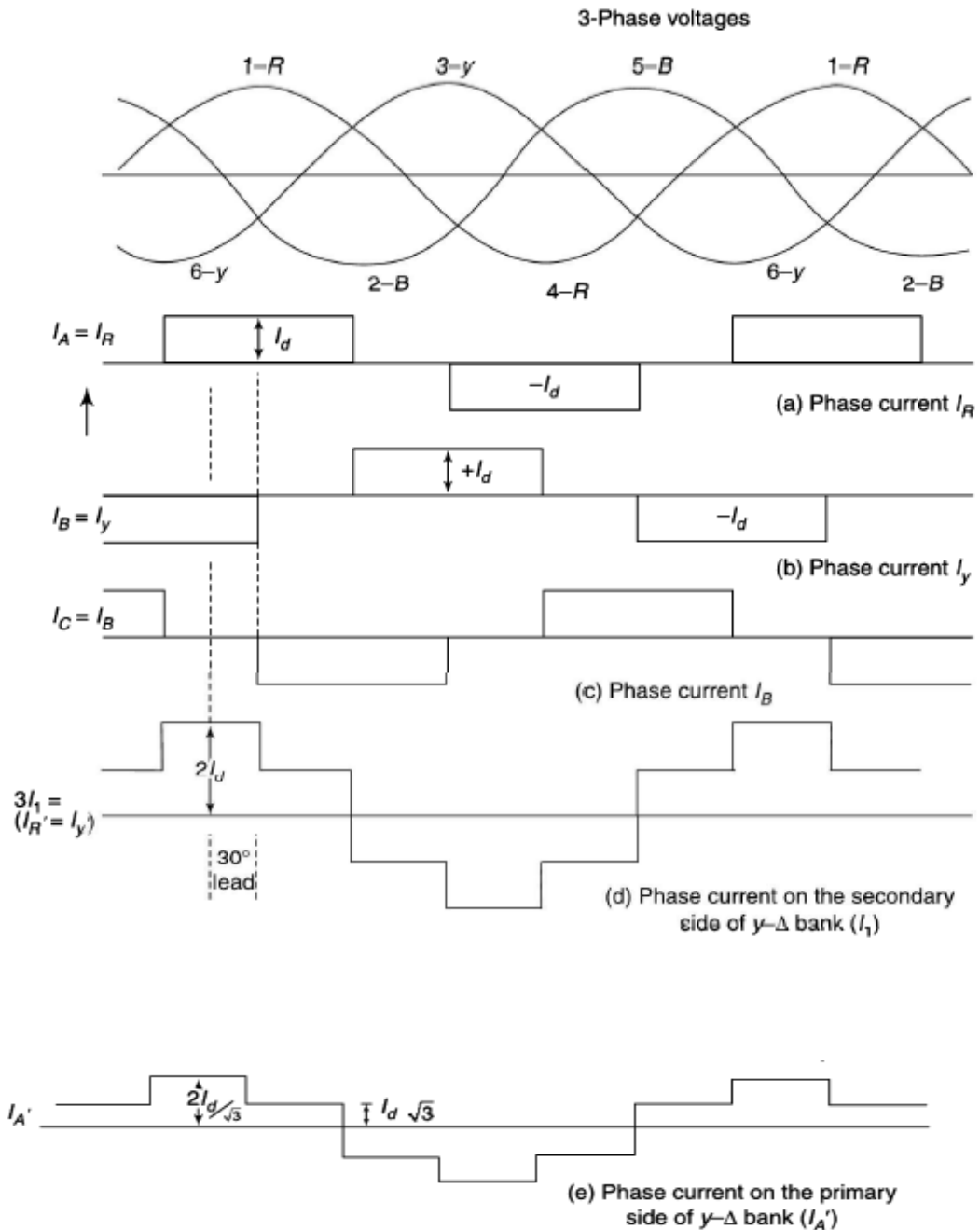


Fig. 76 Corriente del lado primario en la operación de 12 pulsos con $\alpha=0$.

Las corrientes de línea correspondientes en el lado primario del transformador Y-Δ son I'_A, I'_B y I'_C y están relacionadas con las corrientes de fase en el lado Δ como:

$$\begin{aligned} I_B &= \sqrt{3}I_1 = (I'_R - I'_Y) / \sqrt{3} \\ I_C &= \sqrt{3}I_2 = (I'_Y - I'_B) / \sqrt{3} \\ I_A &= \sqrt{3}I_3 = (I'_B - I'_R) / \sqrt{3} \end{aligned} \quad \dots 3.4$$

El valor máximo de estas corrientes de forma de onda escalonada $\frac{2I_d}{\sqrt{3}}$ donde I_d es el valor máximo de las corrientes de fase en el lado Y-Y.

Lo anterior se muestra en la figura 77 con un ángulo de disparo. La comparación de las formas de onda en la figura 76 y la figura 77 indican que la forma de onda de I'_A, I'_B y I'_C sigue siendo la misma incluso con el control de la entrada, pero su posición se desplaza según el voltaje de fase correspondiente.

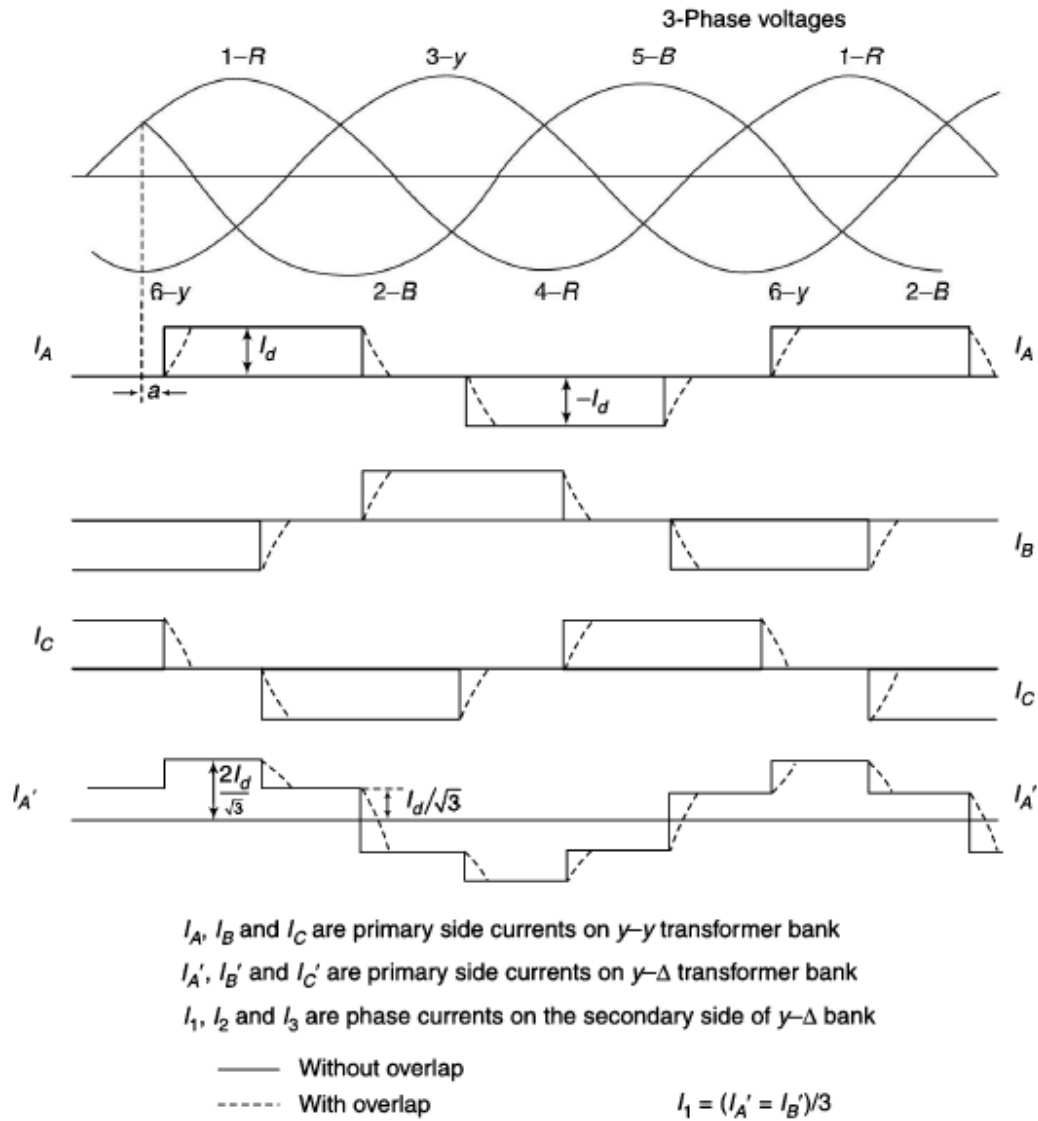


Fig. 77 Corrientes primarias en la operación de un convertidor de 12 pulsos con $\alpha \neq 0$

Las corrientes primarias de la conexión del banco Y-Y y Y- Δ del convertidor que están en fase se muestran por separado en la figura 78. La figura 78 a) indica la forma de onda de corriente de un transformador convertidor Y-Y despreciando la reactancia de conmutación, tomando el origen simétrico con la forma de onda, la forma de onda se puede definir como:

$$\begin{aligned}
 i &= I_d \text{ for } -\pi/3 \leq \omega t \leq \pi/3 \\
 &= 0 \text{ for } \pi/3 \leq \omega t \leq 2\pi/3 \text{ and } \\
 &\quad -\pi/3 \leq \omega t \leq -2\pi/3 \\
 &= -I_d \text{ for } -2\pi/3 \leq \omega t \leq +\pi \text{ and } \\
 &\quad 2\pi/3 \leq \omega t \leq \pi
 \end{aligned}$$

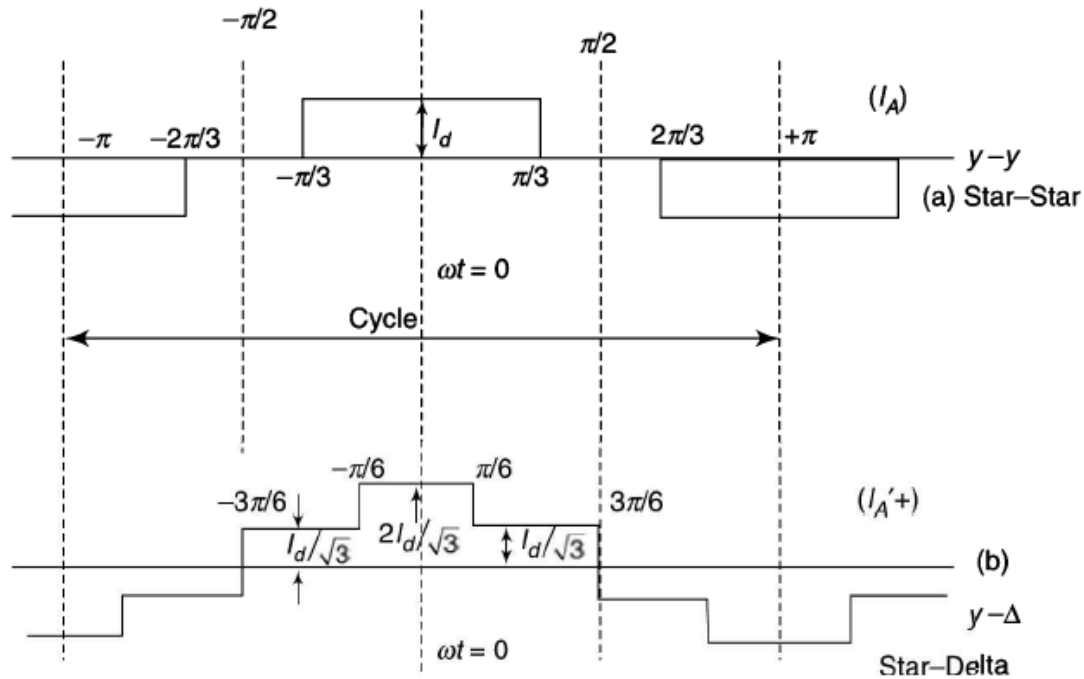


Fig. 78 Formas de onda de corrientes de fase en el lado primario

- a) Conexión de transformador estrella - estrella
- b) Conexión de transformador estrella - delta.

La serie de Fourier para la forma de onda anterior es:

$$i = \frac{2\sqrt{3}I_d}{\pi} \left[\cos \omega t - \frac{1}{5} \cos 5 \omega t + \frac{1}{7} \cos 7 \omega t - \frac{1}{11} \cos 11 \omega t + \dots \infty \right] \dots 35$$

El orden de los armónicos característicos determinados a partir de la expresión es:

$$h = pk \pm 1 \text{ or } (6k \pm 1) \dots 3.6$$

Donde k es el número entero y p es el número de pulso. El valor eficaz de la corriente fundamental viene dado por:

$$I_1 = \sqrt{6}I_d/\pi \quad \dots 3.7$$

Y el valor rms del armónico h^{th} es:

$$I_h = \frac{\sqrt{6}I_d}{\pi h} = I_1/h \quad \dots 3.8$$

La forma de onda de la corriente primaria del transformador conectado Y- Δ se muestra en la figura 76 b) y se define de la siguiente manera:

$$\begin{aligned} i &= 2I_d/\sqrt{3} \quad 0 \leq \omega t \leq \pi/6 \text{ and } -\pi/6 \leq \omega t \leq 0 \\ &= I_d/\sqrt{3} \quad \pi/6 \leq \omega t \leq \pi/2 \text{ and } -\pi/2 \leq \omega t \leq -\pi/6 \\ &= -I_d/\sqrt{3} \quad \pi/2 \leq \omega t \leq 5\pi/6 \text{ and } -\pi/2 \leq \omega t \leq -5\pi/6 \\ &= -2I_d/\sqrt{3} \quad 5\pi/6 \leq \omega t \leq \pi \text{ and } -5\pi/6 \leq \omega t \leq -\pi \end{aligned}$$

El análisis de Fourier de la forma de onda anterior viene dado por:

$$i = \frac{2\sqrt{3}I_d}{\pi} \left[\cos \omega t + \frac{1}{5} \cos 5\omega t - \frac{1}{7} \cos 7\omega t - \frac{1}{11} \cos 11\omega t + \dots \infty \right] \quad \dots 3.9$$

Las expresiones 3.5 y 3.9 son idénticas excepto por el θ negativo para ciertos armónicos.

3.3.5 Generación de armónicos en convertidores de 12 pulsos.

Si los dos puentes de 6 pulsos con conexiones de transformador Y-Y- y Y- Δ están conectados en serie como se muestra en la figura 68 para operación de 12 pulsos, entonces los únicos armónicos correspondientes a $h = 12k \pm 1$ entrarán al sistema de CA. La corriente neta en el bus de CA en el lado primario es $I_{YA} + I_{\Delta A}$ y los componentes de Fourier de la corriente anterior se obtienen sumando las expresiones 3.5 y 3.9 como:

$$i_a = \frac{4\sqrt{3}I_d}{\pi} \left[\cos \omega t - \frac{1}{11} \cos 11 \omega t + \frac{1}{13} \cos 13 \omega t - \frac{1}{23} \cos 23 \omega t + \frac{1}{25} \cos 25 \omega t \dots \infty \right] \quad \dots 3.10$$

Suponiendo que el voltaje CD en cada convertidor de 6 pulsos es la mitad de voltaje de CD del convertidor de 12 pulsos y que la corriente de línea primaria de cada transformador convertidor de 6 pulsos es igual a la corriente de línea total del puente convertidor de 12 pulsos, entonces la corriente de línea de un puente convertidor de 12 pulsos está dada por:

$$i_a = \frac{2\sqrt{3}I_d}{\pi} \left[\cos \omega t - \frac{\cos 11 \omega t}{11} + \frac{\cos 13 \omega t}{13} - \frac{\cos 23 \omega t}{23} + \frac{\cos 25 \omega t}{25} \dots \infty \right] \dots 3.11$$

El orden de los armónicos característicos con una línea de CA en el lado primario de un convertidor de 12 pulsos se da de la ecuación 3.6 y la corriente primaria contiene fundamentales y armónicos del orden 11, 13, 23, 25, etc. Pero se observa que las corrientes de línea del lado secundario de CA de la operación del puente de 12 pulsos contienen armónicos de corriente del orden 5, 7, 11, 13, además de los fundamentales, etc. Como se indicó anteriormente, un puente convertidor de 12 pulsos se forma conectando dos puentes de 6 pulsos como se muestra en la figura 70 la diferencia de fase requerida entre las corrientes de línea y los voltajes de los dos puentes de 6 pulsos se obtiene como se explica a continuación conectando un transformador convertidor en Y-Y y el otro en Y-Δ.

Los pulsos consecutivos de la forma de onda de los voltajes de CD de un convertidor de 6 pulsos se desplazan $\frac{2\pi}{6}$ *radianes*. De manera similar, los pulsos consecutivos de la forma de onda de voltaje CD de un convertidor de 12 pulsos se desplazan $\frac{2\pi}{12}$ *radianes* (es decir 30° eléctricos). Para lograr esta diferencia de fase entre los voltajes de pulso del primer y segundo transformador uno debe estar conectado en Y-Y y el otro en Y-Δ.

Los voltajes fundamentales en las terminales del lado secundario (válvulas) de dos transformadores convertidores trifásicos que alimentan a un convertidor de 12 pulsos se desplazan entre si 30°

El ángulo de retardo es el mismo para cada fase de los convertidores de 6 pulsos. Suponiendo una reactancia de conmutación igual, la forma de onda fundamental de la corriente de la línea secundaria de los dos puentes convertidores de 6 pulsos tiene la misma diferencia de fase que la de los voltajes de fase respectivos (30° eléctricos). Para la conexión Y-Δ indicada en la figura 68, el voltaje de fase del lado Δ se retrasa 30° con respecto al voltaje de fase en el lado de Y. la corriente de fase I_1 , en el lado secundario del transformador Y-Δ, se adelanta a la corriente de fase I_R en el lado secundario del transformador Y-Y en 30°, como se ilustra en la figura 74 a). Pero la corriente de fase I'_A en el lado primario del banco de transformadores Y/Δ conduce en fase 30° eléctricos con respecto a la corriente secundaria y, por lo tanto, en fase con I_A de la corriente de fase en el transformador Y-Y, como se muestra en la figura 74 e). La corriente del bus de CA resultante en el lado primario para la operación de 12 pulsos se obtiene sumando las corrientes de fase I_A y I'_A [vea la figura 78 (a) y (b)] y la figura 79. La expresión de Fourier de la forma de onda anterior se da en la expresión 3.11

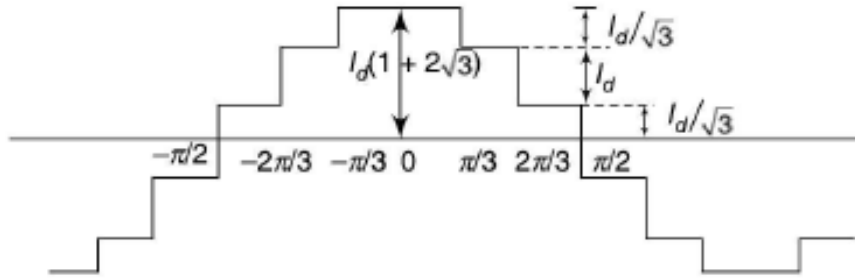


Fig. 79 Forma de onda de corriente de fase ideal para operación de 12 pulsos

La expresión anterior también se puede expresar en términos de voltaje de CD sin carga y voltaje de línea en el lado de CA como:

$$I_a = \frac{I_d V_{do}}{\sqrt{3} V_{SL}} \left[\cos \theta - \frac{\cos 11\theta}{11} + \frac{\cos 13\theta}{13} - \frac{\cos 23\theta}{23} + \frac{\cos 25\theta}{25} \dots \infty \right] \dots 3.12$$

De lo anterior, el valor máximo de las corrientes fundamental y armónica será:

$$I_{10} = 2\sqrt{3} I_d \left(\frac{\sqrt{6} I_d}{\pi} \text{rms} \right)$$

$$I_{ho} = I_{10} / h \dots 3.13 \text{ y } 3.14$$

El primer sufijo en la expresión anterior indica el orden del armónico y el segundo sufijo 0 indica que μ se supone que es cero.

3.3.6 Corrientes armónicas de CA con ángulo de disparo y superposición.

La figura 77 muestra las formas de onda de corriente con superposición, que es una mejor aproximación a una onda sinusoidal que las formas de onda de corriente sin superposición. El análisis de las formas de onda anteriores se puede realizar con series de Fourier. La amplitud de estos armónicos aumenta debido a un aumento en el ángulo de disparo. La amplitud de estos armónicos con el ángulo de retardo α y el ángulo de superposición μ se puede calcular y se puede expresar como:

$$I_h = K_h I_{ho} \dots 3.15$$

Donde

$$K_h = \frac{(K_1^2 + K_2^2 - 2K_1K_2 \cos(2\alpha + \mu))^{1/2}}{(\cos \alpha - \cos(\alpha + \mu))} \dots 3.16$$

Y

$$K_1 = \frac{\sin(h+1)\mu/2}{h-1} \text{ and } K_2 = \frac{\sin(h-1)\mu/2}{h+1}$$

La expresión anterior es válida para $\mu \leq 60^\circ$.

Los valores k_h , se indican en la tabla 10 para diferentes valores de α y de reactancia de conmutación X_s . La magnitud de los armónicos característicos en función de I_a , también se muestran en la figura 80

h	$\alpha = 15^\circ$		$\alpha = 20^\circ$		$\alpha = 30^\circ$	
	$X_s = 0.08$	$X_s = 0.1$	$X_s = 0.08$	$X_s = 0.1$	$X_s = 0.08$	$X_s = 0.1$
11	0.47	0.37	0.56	0.46	0.69	0.57
13	0.32	0.19	0.42	0.26	0.57	0.44
23	0.21	0.19	0.16	0.21	0.07	0.14
25	0.21	0.15	0.20	0.20	0.06	0.13

Tabla 10 Valor de k_s en función de α y x_s

La tabla indica que el valor máximo de las corrientes armónicas depende menos del ángulo de disparo y más del ángulo de superposición y la corriente directa. Cabe señalar que el convertidor se comporta como una fuente de corriente para la fundamental y los armónicos. Los armónicos disminuyen con el aumento de la reactancia de conmutación o el ángulo de conmutación (μ) y la tasa de disminución es mayor para los armónicos más altos.

Los armónicos tienden a alcanzar el valor mínimo alrededor de $\mu = \frac{2\pi}{h}$ y luego aumentan ligeramente. Cabe señalar que durante condiciones anormales (perturbaciones) α es de casi 90° y μ es comparativamente pequeño, y los armónicos se acercan a su máximo en contraste con las condiciones normales de funcionamiento.

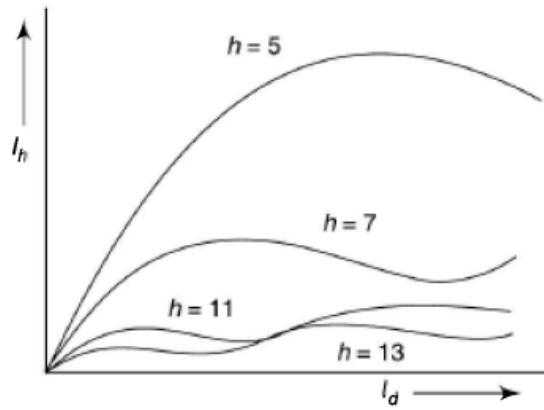


Fig. 80 Magnitudes armónicas con variación en la CD.

3.3.7 Variación característica de corrientes armónicas con variación de α y μ .

Se han realizado varios estudios para estudiar el efecto de la variación del ángulo de disparo α y el ángulo de superposición μ sobre la magnitud de las corrientes armónicas. De este análisis se extrajeron las siguientes conclusiones.

1. A medida de que μ aumenta, la magnitud de los armónicos disminuye, pero los armónicos de orden superior disminuyen más rápidamente que los de orden inferior.
2. La tasa de reducción de los armónicos aumenta a medida que aumenta μ hasta cierto límite.
3. Cada armónico decrece hasta un mínimo en un ángulo $\mu = \frac{2\pi}{h}$.
4. Cuando μ se mantiene constante, los cambios en los diversos armónicos para diferentes valores de α son pequeños.
5. Para una corriente dada, cuando el ángulo α aumenta y el ángulo μ disminuye, los armónicos tienden a aumentar hasta acercarse a los valores más altos en $\mu = 0$. Sin embargo, en ningún caso los armónicos exceden los valores dados

$$\frac{(\sqrt{6}I_d)}{\pi} \frac{1}{h}$$

3.3.8 Efectos de los modos de control sobre los armónicos.

Para un convertidor de 12 pulsos que tiene un ángulo de superposición $\mu < \frac{\pi}{2}$ los armónicos de tensión del lado de CD y los armónicos de corriente del lado de CA están dados por las expresiones 3.9 y 3.11

Puede verse a partir de estas dos ecuaciones que la magnitud armónica relativa depende de α y μ que a su vez depende de los modos de control del convertidor.

Los autores Sahu et al. Llevaron a cabo un estudio para calcular los contenidos armónicos relativos para diferentes modos de control y los resultados se representan en las figuras 79 y 80.

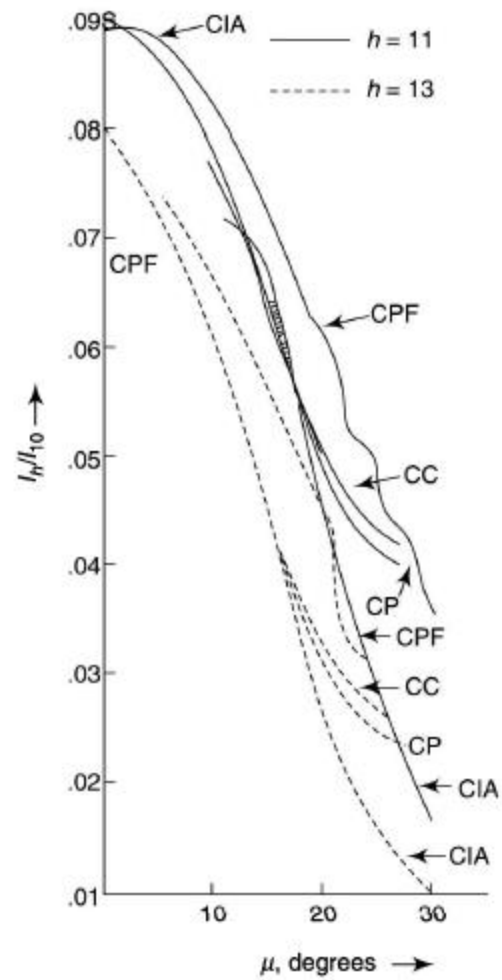
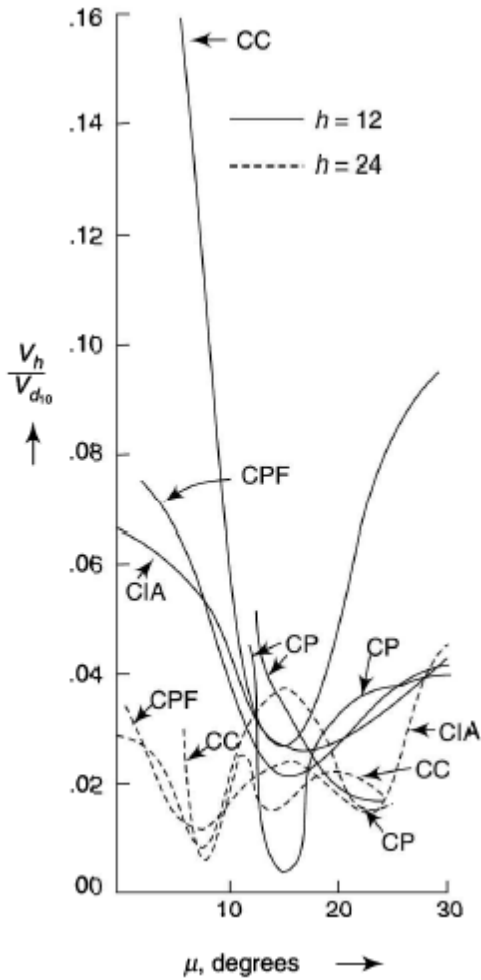


Fig. 81 Tensiones armónicas para 12th y 24th par5a diferentes modos de control.

Fig. 82 Corrientes armónicas para 11th y 13th para diferentes modos de control

Control de ángulo de encendido constante (CIA por sus siglas en inglés). Este modo se toma como referencia para la comparación entre armónicos relativos generados bajo diferentes modos de control cuando α se mantiene constante en valores determinados por un flujo de potencia de estado estable en la línea de CD. Las magnitudes armónicas de tensión y corrientes relativas se calculan para este modo y se trazan los resultados típicos para $\alpha = 20^\circ$

- (a) Modo de corriente constante (CC por sus siglas en inglés). Para este modo, α se establece en un valor para mantener I_d constante. Los voltajes relativos y las magnitudes armónicas de corriente se calculan para $I_d = 1 p, u$. Y se grafican los resultados.

- (b) El control de potencia constante (CP por sus siglas en inglés). α se controla en este modo de manera que $P_{dc}(V_d, I_d)$ se mantiene constante en un valor establecido. Los armónicos relativos de tensión y corriente se calculan para $P_{dc} = 1 \text{ p.u.}$
- (c) Control del factor de potencia constante (CPF por sus siglas en inglés). Nishimura et al, sugirieron que la falla de conmutación del inversor se reduce en este modo y que la magnitud relativa del voltaje y la corriente se calculan para un factor de potencia de 0.95 retrasado.
- (d) Control de ángulo de excitación constante (CEA por sus siglas en inglés)- Para este modo de operación las curvas son similares a las que están en modo CIA y por lo tanto se utilizan curvas posteriores de las figuras 79 y 80, está claro que la magnitud de los armónicos difiere para los diferentes modos de control del convertidor. La diferencia es más predominante para los armónicos de orden superior.

3.3.9 Armónicos no característicos.

El convertidor no solo genera armónicos característicos como se ha dicho en las secciones anteriores, sino que también contribuye a generar armónicos no característicos del orden 2,3,4,5,6, etc. La magnitud de estos armónicos depende de:

1. Desequilibrio en la reactancia del transformador del convertidor.
2. Desequilibrio en el funcionamiento de los puentes que forman el convertidor de 12 pulsos.
3. Desequilibrio en la tensión de alimentación de CA.
4. Errores de ángulo de disparo en fases.

Una operación desequilibrada genera armónicos impares mientras que los errores en el ángulo de disparo del convertidor generan armónicos pares. Hoy en día, los esquemas de disparo utilizan un oscilador de voltaje bloqueado en fase con un bucle de control de retroalimentación que da como resultado una variación del ángulo de disparo de unas pocas décimas de grado.

3.3.10 Efecto de los errores de ángulo de disparo.

El errores en los ángulos de disparo puede deberse a la fluctuación en el disparo o a la naturaleza del sistema de control. El esquema de control de pulso equidistante es mejor que IPC ya que no tiene errores inherentes excepto los debidos a la fluctuación. Un error importante en el ángulo de disparo en las estaciones convertidoras modernas se debe a la ondulación en la señal de retroalimentación actual y no al equipo. La tolerancia permitida en el retardo de los pulsos de disparo es de $\pm 0.2^\circ$. en convertidores de 12 pulsos. Los armónicos residuales resultantes del funcionamiento desequilibrado de los dos puentes de 6 pulsos que forman el funcionamiento del

convertidor de 12 pulsos pueden eliminarse adoptando un esquema de control de pulsos equidistantes. Se generan armónicos pares y triples debido a los errores del ángulo de disparo y sus magnitudes relativas se muestran en la tabla 10 el orden del armónico viene dado por $h = 6n + m$. La tabla 11 indica que en un grupo la magnitud aumenta con n mientras que en el otro grupo disminuye con n.

<i>n</i>	<i>m</i>					
	<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>
0	101.4	1.10	4.00	0.75	17.60	2.00
1	15.7	1.40	3.90	0.35	6.30	1.80
2	8.60	1.70	3.70	0.07	2.80	1.60
3	5.70	1.90	3.40	0.48	1.10	1.30
4	3.90	1.90	3.10	0.85	0.10	1.00

Tabla 11 Armónicos no característicos debido a errores en el ángulo de disparo ($\mu=0$)

3.3.11 Efecto del sistema desequilibrado de voltajes.

La presencia del componente de secuencia negativa de los voltajes de CA cambia el cruce por cero de los voltajes de conmutación. En el esquema IPC, los armónicos no característicos se generan debido a la asimetría en el ángulo de disparo de las válvulas individuales, incluso si se supone que la corriente de CD es constante y se desprecia el ángulo de superposición, se generara un 5% de corrientes de tercer armónico cuando haya un 5% de corriente negativa, voltaje de secuencia.

Con un esquema EPC, se puede evitar el problema mencionado anteriormente. Sin embargo, cuando el reactor de filtrado tiene una reactancia infinita, habrá armónicos de CD de segundo orden que, a su vez, generara armónicos de CA de tercer orden.

3.3.12 Armónicos en convertidores VSC.

Los convertidores de fuente de voltaje generalmente funcionan con diferentes esquemas de control que usan **PWM** para controlar la frecuencia fundamental de CA. Desde el lado del convertidor del reactor, el voltaje a tierra es una onda cuadrada y, por lo tanto, requiere filtros de CA para eliminar los armónicos. El reactor del lado de la línea generalmente elimina el componente de alta frecuencia en la onda de corriente y las ondas de voltaje de alta frecuencia del condensador de CD en el lado de CD. Aun dependiendo del tipo de convertidor (6 pulsos o 12 pulsos) se generan armónicos de voltaje de $6n \pm 1$ o $12n \pm 1$ (n =número de armónicos) en el lado del rectificador del convertidor. Además, con **PWM** y conmutación dv/dt alta, se generan voltaje y ruido de alta frecuencia, siendo el armónico inicial pf_0 donde f_0 es la frecuencia fundamental, p =relación de frecuencia de modulación a frecuencia fundamental de CA. Con $p=9$, los armónicos generados

serán 9, 17, 19, etc. El espectro de amplitud de los armónicos típicos con $p=9$ y $M=0.5$ del inversor **PWM** se muestra en la figura 83.

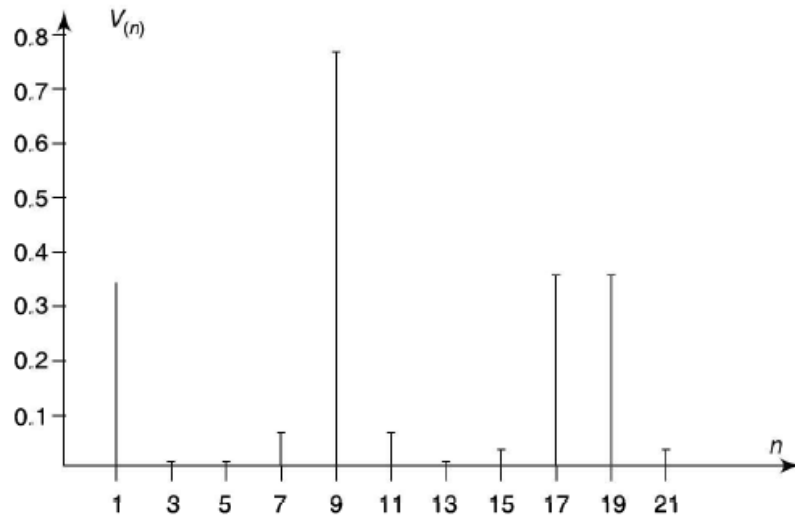


Fig. 83 Armónicos con PWM sinusoidal, para $P=9$ y $M=0.5$

En un estudio realizado en un sistema real con un cable largo, el efecto del cambio de frecuencia tuvo mayor efecto cuando es igual a una de las frecuencias armónicas. El armónico de corriente tiene la mayor magnitud con $p=9, 11, 13$ etc. Los armónicos predominantes fueron 9, 11 y 13, la capacitancia del cable y la de la batería de capacitores suministrada reduce significativamente el THD (distorsión armónica total). Además, con un aumento en el valor de la capacitancia, las resonancias que ocurren se amortiguan porque se reduce la interacción producida por las corrientes armónicas de CD.

Los estudios en un enlace HVDC basado en VSC en Australia (Terranora.Mullunbiby) mostraron que la distorsión armónica total THD era aproximadamente 1.5.% y TIF 40% respectivamente.

El alto nivel del quinto armónico no se debió a los convertidores, ya que estaba presente incluso cuando los convertidores estaban re-energizados. Algunos armónicos están presentes alrededor de una y dos veces la frecuencia de conmutación. El armónico 9 estaba presente en el lado de CD debido a la resonancia del cable y se filtró con el filtro de armónicos 9. Para concluir, la mayoría de los armónicos que están presentes en el sistema VSC se deben a la conmutación o a la resonancia entre el capacitor y las reactancias presentes, en la figura 82 se muestra un espectro armónico típico.

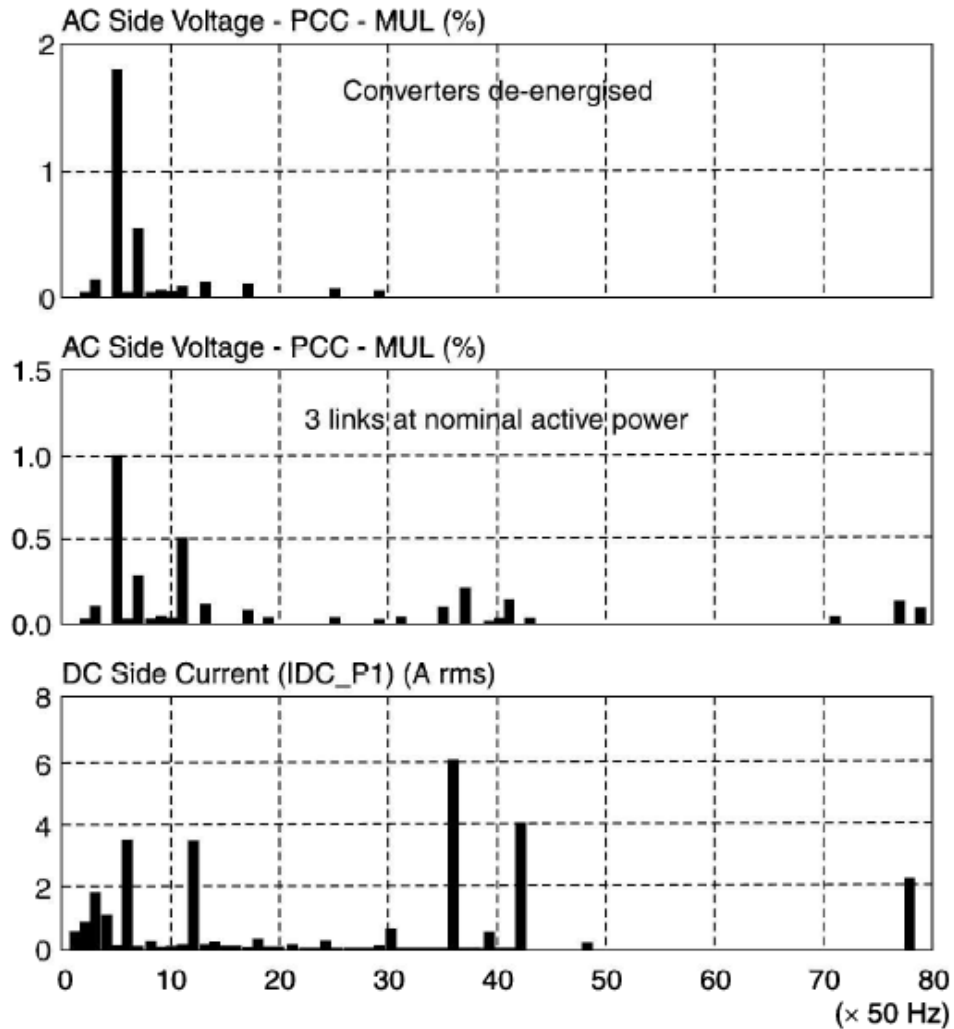


Fig. 84 Espectros típicos para la tensión del lado de CA y la corriente del lado de CD

3.4 Impacto económico de los armónicos.

Con el desarrollo de la electrónica de potencia, los armónicos han sido el principal problema, ocasionando que las empresas o industrias que trabajan con cargas no lineales se vean afectadas económicamente por estos.

A continuación hablaremos de las consecuencias económicas más relevantes que generan los armónicos.

3.4.1 Costos adicionales de la potencia contratada.

El tener un sistema o equipos que produzcan corrientes armónicas tienen como inconveniente que se incrementara el nivel de potencia demandada y por consecuencia su costo. Actualmente los distribuidores de energía tienden a penalizar a quienes produzcan perturbaciones armónicas y por ende es necesario contar con una serie de filtros que ayude a reducir el problema.

3.4.2 Sobredimensionamiento de los equipos.

El desfase de las fuentes de energía (generadores, transformadores, SAI) ocasionan un sobredimensionamiento. El contemplar corrientes armónicas en nuestros equipos implica un incremento en las dimensiones de los conductores, esto se debe a que las frecuencias armónicas son mayores a la fundamental, así que las impedancias que se presentan para estas corrientes tienden a ser mayores.

Cuando el nivel de distorsión en la tensión de alimentación se aproxima al 10%, la duración de la vida útil del equipo se reduce considerablemente. La reducción se estima en:

32.5% para máquinas monofásicas.

18% para máquinas trifásicas.

5% para transformadores.

3.4.3 Pausas en la producción.

La deformación de las ondas de corriente produce disparos en los elementos de protección como lo son interruptores que detienen la producción, lo que produce grandes pérdidas de tiempo y dinero para volver a poner en funcionamiento la línea de producción.

3.5 Medición de los armónicos.

Los problemas de armónicos son bastante difíciles de predecir sin que se haya llevado a cabo una serie de mediciones ya que estas pueden variar sustancialmente de un sistema a otro debido a las tolerancias y calibración del equipo.

Se deben de identificar las fuentes de las distorsiones armónicas, lo cual puede obtenerse mediante modelos de flujos de armónicos o midiendo directamente en la instalación.

La medida de armónicos se realiza con equipos que analizan la señal y realizan un espectro de los distintos órdenes de armónicos.

3.5.1 Sitios donde se deba de realizar el registro.

Se deben de ubicar los sitios generadores de armónicos, donde se tengan instalados elementos pasivos tales como condensadores que se estén convirtiendo en un escondite de los armónicos generados en otros sitios.

El conocimiento de estas características facilitara encontrar el sitio donde se realizaran las medidas, el tipo de medida que debe realizarse y los resultados que se esperan.

3.5.2 Importancia de las mediciones.

- Conocer los valores de los armónicos y compararlos con los límites máximos.
- Identificar los equipos que producen armónicos (cargas no lineales).
- Diagnosticar y solucionar las situaciones en la que los equipos tengan medidas inaceptables para la subestación alimentadora o el usuario.

La mayoría de los problemas de armónicos encuentran solución reubicando equipos, utilizando filtros o limitando algunos pasos de la compensación del factor de potencia. Pero antes de llegar a esas soluciones se debe de identificar las fuentes de las distorsiones armónicas realizando las mediciones correspondientes.

3.5.3 Equipo de medición de armónicos.

Osciloscopio: en este tipo de equipos se puede observar la onda sinusoidal que cuando se presenta de forma diferente quiere indicar presencia de armónicos. Se analizan los picos de intensidad y tensión. Nos permite observar si existen sobretensiones, ruidos, armónicos, etc.

Analizadores de espectro: están acoplados a filtros pasabanda acoplados a un voltímetro de valor eficaz. Los cuales pueden ser:

- Analizadores de espectro. Este instrumento nos permite observar la distribución de potencia en señal de la frecuencia. Explora un seguro rango de frecuencias donde se muestran las señales de los armónicos e interarmónicos.
- Analizadores de ondas. Estos instrumentos se encargan de medir la amplitud y el ángulo de fase de una función periódica, proporcionando así el espectro lineal de la señal observada. La salida puede ser registrada o monitoreada por medidores analógicos o digitales.

Registadores: reúnen las características de los osciloscopios y analizadores de espectro, además pueden almacenar datos.

Los analizadores de armónicos han ido evolucionando y actualmente se cuenta con analizadores de armónicos muy sofisticados equipados con software y hardware que permiten un análisis certero.

El uso de osciloscopios digitales con memoria, permite recabar la información necesaria para el estudio de armónicos aunque el software es utilizado por aparte.

3.6 Filtros.

Para absorber corrientes armónicas producidas por un equipo es necesario la implementación de filtros R-L-C, es una solución costosa pero a la vez es muy completa para reducir este problema.

Los condensadores de los filtros apoyan a disminuir las corrientes armónicas y también son de gran ayuda para obtener un mejor factor de potencia, para el diseño de los filtros no hay ninguna regla en general y todo depende de la experiencia y el ensayo de prueba y error que puedan brindar mejores resultados.

Los filtros ayudan a resolver problemas como distorsión armónica en la tensión y las grandes cantidades de corriente armónica que se inyecta al sistema.

Las grandes corrientes armónicas se reducen utilizando una alta impedancia en serie para bloquear su paso o derivarlas por medio de un camino de baja impedancia.

Los filtros en serie se encargan de aislar la tensión de la línea, llevando toda la corriente de la carga estos suelen ser muy costosos. Los filtros en paralelo únicamente llevan una fracción de la corriente de carga y estos ayudan a compensar el factor de potencia del sistema, suelen ser más baratos que los filtros en serie y son los más utilizados.

Existen dos tipos de filtros los sintonizados y los amortiguadores. El filtro sintonizado que podemos encontrar en su forma más sencilla es el de sintonía simple (single tuned) mientras que el amortiguado más importante es el pasa alta (high pass). Los sintonizados se deben de utilizar cuando se deba de filtrar una o varias frecuencias y el amortiguado se utiliza para filtrar una banda más ancha.

3.6.1 Filtro de sintonía simple.

Este tipo de filtro se da en base a la respuesta de la frecuencia y este se convierte en una impedancia baja para un valor único de frecuencia (frecuencia de sintonía).

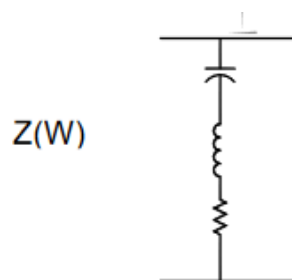


Diagrama 14 Filtro de sintonía simple

3.6.2 Filtro amortiguado de segundo orden.

Este tipo de filtro consiste en una resistencia que se inserta en paralelo con la inductancia, lo que garantiza una baja impedancia del filtro para frecuencias altas. Este filtro se convierte en una impedancia baja a partir de un valor de frecuencia, lo que significa que siempre filtra frecuencias altas.

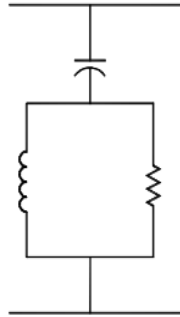


Diagrama 15 Filtro amortiguado de segundo orden

3.7 Normativa aplicable.

3.7.1 IEC 61000-4-30:2015 “Compatibilidad Electromagnética (CEM). Parte 30: Técnicas de ensayo y medida. Métodos de medida para la cantidad de suministro”.

Establece los métodos de medida y la interpretación de resultados, de los parámetros que definen la calidad de suministro de las redes de energía eléctrica que contengan una frecuencia fundamental de 50 o 60 Hz. Estos métodos permiten obtener resultados fiables y comparables, independientemente de los instrumentos que se utilicen, además de que define la precisión, el ancho de banda y los parámetros mínimos.

Los parámetros que se estudian son: la frecuencia, la amplitud de la tensión de alimentación, el flicker, los huecos de tensión, sobretensiones, interrupciones de tensión, los armónicos de la tensión, las señales de transmisión por la red, las variaciones rápidas de tensión y la medición de corriente.

Cada uno de estos parámetros requiere de una clasificación para los requerimientos de la toma de medición, los cuales son:

Clase A: Es el requerimiento de medida más exigente y se clasifica como tal cuando se cumple con totalidad la norma.

Clase B: El nivel de exigencia disminuye y se clasifica como tal cuando no la cumple o la cumple bajo otros criterios.

3.7.2 IEEE Std 519-2014 “Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power System ”

Esta normativa nos habla acerca de la limitación de tasas armónicas, la distorsión de corriente que los usuarios pueden inyectar a un punto de acoplamiento común y las distorsiones que pueden existir en cualquier punto de la red.

Los niveles de perturbación de la tensión se establecen sus límites bajo responsabilidad del usuario y la compañía eléctrica, por lo que esta norma establece límites para los niveles de distorsión de corriente que puede ser inyectada por parte de los usuarios.

En este sentido se ha establecido que los límites de distorsión armónica permitidos a los usuarios se midan en forma de corrientes. La distorsión que la empresa de energía le produce al usuario se mide en forma de onda de la tensión en el punto de frontera de ambos.

El usuario debe de verificar que:

- No existan sobrecargas en capacitores de las plantas.
- No ocurran resonancias series o paralelas a las frecuencias generadas.
- El nivel del armónico en el punto de frontera con la empresa de energía no sobrepase los límites establecidos.

La filosofía de establecer límites de distorsión armónica al usuario, busca:

- Limitar la inyección de armónicos de cada usuario individual para que no produzca distorsiones inaceptables de la tensión en funcionamiento normal.
- Evitar que el efecto producido por dicha inyección se refleje en otros usuarios a través de una onda de tensión distorsionada.
- Evitar que todos los usuarios presenten un efecto acumulativo de distorsión de la forma de onda de tensión inaceptable

La empresa suministradora de energía medirá su calidad con respecto a los armónicos, mediante términos de la pureza de la onda sinusoidal, por lo que el índice que la define es el THD de voltaje y los índices de distorsión armónica individual de tensión.

Capítulo IV Criterios de viabilidad que garantizaran el uso de este sistema HVDC.

Con el paso de los años los sistemas eléctricos de transmisión de potencia han evolucionado gracias al desarrollo e innovación de nuevas tecnologías, creadas para obtener mejores rendimientos y reducir los costos de operación de estos sistemas. En la actualidad se buscan proyectos que sean amigables con la naturaleza y que estos a su vez convivan en armonía con ella, tal es el caso del sistema de transmisión de corriente directa en altas tensiones (HVDC) que suele brindar mejores rendimientos y es compatible con la generación de energía eléctrica a partir de recursos renovables. En este capítulo abordaremos temas que nos permitirán garantizar la viabilidad de un proyecto de HVDC y describir bajo qué condiciones podemos aprovechar sus mejores características de este sistema.

4.1 Aspectos técnicos.

Siempre que grandes potenciales de energía se transmiten a largas distancias, la transmisión de CD es la solución más económica en comparación con la CA de alto voltaje, esto no lo dice SIEMENS con sus más de 50 años de experiencia y contribución constante en la actualidad.

Las ventajas de la transmisión de CD sobre la transmisión de CA de acuerdo con SIEMENS son:

- Un enlace de CD permite la transferencia de energía entre redes de CA con diferentes frecuencias o redes que no se pueden sincronizar.
- Los parámetros inductivos y capacitivos no limitan la capacidad de transmisión ni la longitud máxima de una línea aérea de transmisión de CD.
- La sección transversal del conductor se puede utilizar más o menos por completo porque no hay efecto skin causado por la frecuencia de la línea.
- Las líneas eléctricas aéreas de CD son mucho más económicas de construir y requieren menos derecho de paso.

Los voltajes de CD varían de los niveles de voltaje recomendados en los voltajes estandarizados utilizados para CA.

La transmisión HVDC se utiliza para la transmisión de energía a grandes distancias y para la interconexión del sistema.

Los voltajes de línea aplicados para proyectos en todo el mundo varían entre: ± 300 kV, ± 400 kV, ± 500 kV, ± 600 kV y ± 800 kV.

La selección de la tensión de la línea HVDC se rige por los siguientes parámetros:

- Cantidad de energía a transferir
- Longitud de la línea eléctrica aérea
- Pérdidas de potencia permitidas
- Tamaño de conductor económico.

4.1.1 Límites de Estabilidad.

Cuando hablamos de estabilidad en sistemas eléctricos de potencia de CA nos referimos a la propiedad que tienen estos mismos para recuperar su estado de equilibrio después de ser sometido a perturbaciones.

Así que la potencia transmitida a través de la línea de transmisión de CA depende de la diferencia de ángulos de sus respectivos nodos. Por lo tanto la potencia real en una línea de transmisión de CA es:

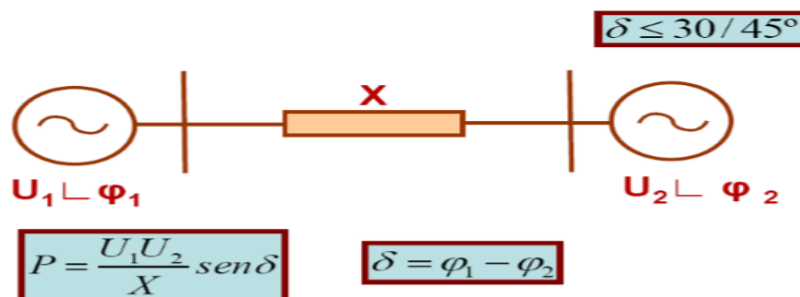


Fig. 85 Potencia real en una línea de transmisión de CA

Dónde:

U_1 y $U_2 = E_1$ y $E_2 =$ son los voltajes en cada extremo del sistema.

$\delta =$ el desfase de dichos voltajes.

$X =$ reactancia de la línea.

A través de esta fórmula podemos darnos cuenta que si variamos a el ángulo δ como consecuencia tendríamos una variación en la potencia, con lo cual podrían crearse sobrecargas en la línea.

La potencia máxima la encontramos cuando el ángulo $\delta = 90^\circ$, siendo esté el límite de estabilidad del sistema y el límite máximo donde la potencia es estable. En la figura 86 se aprecia una gráfica en la que podemos ver como varía la potencia eléctrica conforme a nuestro ángulo de trabajo.

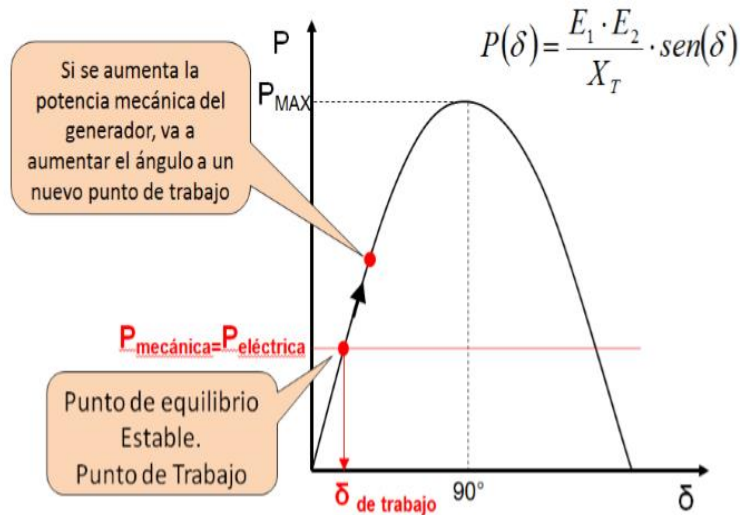


Fig. 86 Potencia eléctrica transmitida en función del ángulo

Por lo tanto la fórmula de la potencia máxima es:

$$P_{MAXIMA} = \frac{U_1 U_2}{X} \dots\dots Ec 8$$

Pero no hay que olvidarnos de la reactancia ya que esta perjudica mucho a nuestro sistema de transmisión y estas residen en los transformadores, equipo principal, equipo auxiliar y las líneas de transmisión. La reactancia de la línea suele ser directamente proporcional a la longitud de la línea por lo cual en sistemas de transmisión de potencia de CA la potencia es limitada debido que a mayor distancia habrá mayores pérdidas en la línea, por lo tanto la potencia se verá reducida.

Pero cuando hablamos de un sistema HVDC el concepto de estabilidad no existe, teniendo una capacidad de transporte que permanece casi constante con la longitud de la misma. Podemos encontrar que la potencia en un sistema de CD es:

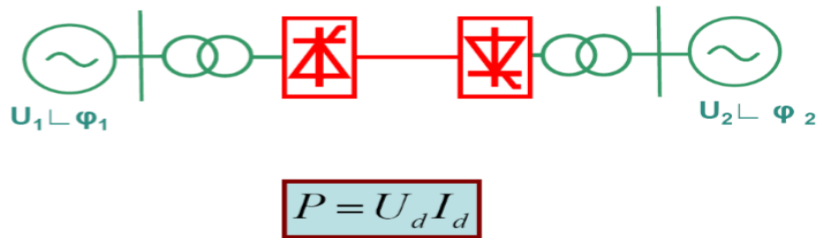


Fig. 87 Potencia en un sistema de CD

Por estas razones encontramos que un sistema HVDC tiene un 20 % menos de pérdidas que un sistema de potencia de corriente directa.

En la Figura 88 se puede visualizar como con el incremento de la distancia varían las potencias de transmisión en sistemas de CA y CD.

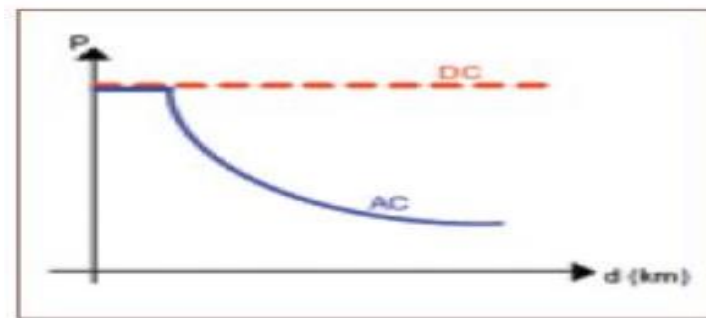


Fig. 88 Potencias a través de una distancia en C.A. y C.D

Por otra parte los sistemas de potencia de CD mediante la electrónica de potencia han desarrollado estaciones convertidoras tan eficientes que permiten un control rápido, eficiente y seguro del control del flujo de potencia haciéndolos más rentables y manejables que los sistemas de CA.

4.1.2 Asincronismo.

La configuración back-to-back permite la conexión entre sistemas de CA asíncronos en sistema HVDC, esto lo hace resaltar ya que no se pone en riesgo ningún equipo interno o externo y permite que las estaciones generadoras produzcan energía eléctrica a cualquier frecuencia.

4.1.3 Corriente de Corto circuito.

Una corriente de corto circuito es aquella que circula por un circuito eléctrico cuando existe el contacto entre dos o más puntos en los cuales existe una diferencia de potencial, estas suelen ser elevadas en sistemas de CA. La magnitud de corrientes de corto circuito depende de diversas fuentes que las generan, de las reactancias del sistema hasta el punto de falla.

Una solución para resolver estas corrientes de corto circuito es la tecnología HVDC, debido a que en este sistema no existe la potencia reactiva que es la que contribuye al aumento de la potencia de corto circuito.

Los sistemas HVDC suelen ser muy atractivos debido a que en la transmisión de energía eléctrica con sistemas de CA alterna se tienen los problemas de la sensibilidad de la transmisión de CA al balance de potencia, el no poder controlar el flujo de carga sobre las líneas y la limitación de la potencia.

Distance in km	Capability in MW for HVDC		Capability of EHVAC Transmission in MW			
	±400 kV	±800 kV	400 kV	750 kV	1000 kV	1200 kV
500	2250	9000	405	1660	3680	5790
700	1690	7000	313	1250	2770	4340
900	1460	6000	261	1080	2400	3770
1100	1360	5000	219	900	1987	3125

Tabla 12 Capacidad de transmisión de energía en líneas HVDC y HVAC

Alternating Current		Direct Current	
Highest System Voltage (kV)	Typical Load (MW)	Highest System Voltage (kV)	Typical Load bipole (MW)
360	300–1000	± 250	200–500*
420	400–1200	± 300	400–1000
550	800–2000	± 400	800–1600
800	2000–4000	± 600	2000–4000
1200	4000–8000	± 800	4000–8000

Tabla 13 Cifras típicas de carga de línea para diferentes voltajes con corriente alterna y con corriente continua.

4.2 Aspectos económicos.

Un aspecto fundamental para comenzar un proyecto es realizar un análisis económico del mismo, para esto es necesario contabilizar los costos directos e indirectos del sistema.

Los costos directos son la suma total de los costos de los equipos como son: líneas de transmisión, transformadores, rectificadores-inversores, torres eléctricas, equipo de control y protección, filtros, etc. Para los costos indirectos se entiende como las pérdidas capitalizadas en todo el sistema cuando este se encuentra en operación.

Si comparamos los costos directos de un sistema HVDC con un sistema HVAC, el sistema de potencia de corriente alterna resulta más económico teniendo costos directos más bajos.

Pero al hablar de líneas de transmisión encontramos que en el sistema de potencia de corriente directa solo se necesitan dos conductores requiriendo un menor número de cadenas de suspensión, un corredor de paso más estrecho y torres más reducidas y compactas para la misma potencia de

un sistema de CA. Un sistema de potencia de corriente alterna requiere de 3 conductores, esto significa que el sistema HVDC requiere de menos de 33% de material conductor en comparación con el de corriente alterna.

Otro punto a considerar en el sistema HVDC es que se necesitan estaciones convertidoras, debido a que la energía eléctrica se produce en CA mediante una máquina síncrona. Estas estaciones convertidoras tienen un precio alto que hacen que el sistema HVDC no sea rentable frente a un sistema HVAC pero a pesar que tienen un alto costo, estas estaciones solo producen un 0.6% de pérdidas en el sistema, algo que a largo plazo suele ser muy efectivo.

Pero como también los costos indirectos se toman en cuenta, existe un punto donde el sistema HVAC deja de ser rentable debido a sus pérdidas en la línea que actúan proporcionalmente a su distancia. Existe una longitud a la que se le denomina “longitud crítica” donde la transmisión de energía en CA deja de ser rentable debido a estas pérdidas y es mejor optar por el sistema HVDC, esta longitud varía de entre los 400 y 700 km en líneas aéreas.

Para líneas subterráneas o submarinas la longitud crítica disminuye a 40 km debido a que se obtiene una cantidad de pérdidas mayores que pueden llevar a los cables a su límite térmico haciendo que el sistema HVDC sea rentable para longitudes que superan esta distancia.

Esto se debe a que en el sistema de potencia de CD no existen pérdidas por reactancia como en la línea de transmisión de CA.

Como anteriormente se había mencionado en el sistema HVDC existen únicamente dos conductores por lo que las pérdidas por resistencia se reducirán en un 33% en comparación con el HVAC.

Otro punto que resalta en los conductores eléctricos es que el efecto skin en CD no existe por lo que la densidad de corriente es igual en todo el conductor, únicamente se da en CA provocando que la densidad de corriente se concentre únicamente en la superficie exterior esto origina un incremento en la resistencia del conductor haciendo que incrementen las pérdidas en la línea proporcionalmente con la frecuencia.

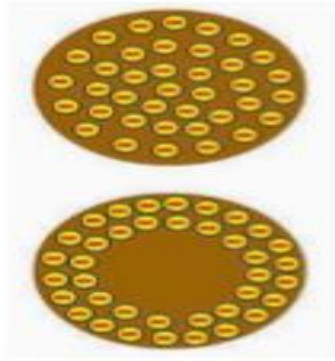


Fig. 89 Efecto Skin en conductores. En la parte posterior se observa la densidad de corriente en CD que no es afectada por el efecto Skin. En la parte inferior observamos lo que provoca el efecto skin en la CA.

La figura 90 muestra la aplicación económica de voltajes de DC en relación con la longitud de la línea de transmisión aérea y la potencia transmitida. Este gráfico debe verse como una guía general. Cualquier proyecto debe evaluarse por separado caso por caso. Los presupuestos establecidos para esta evaluación se basan en cifras de 2007.

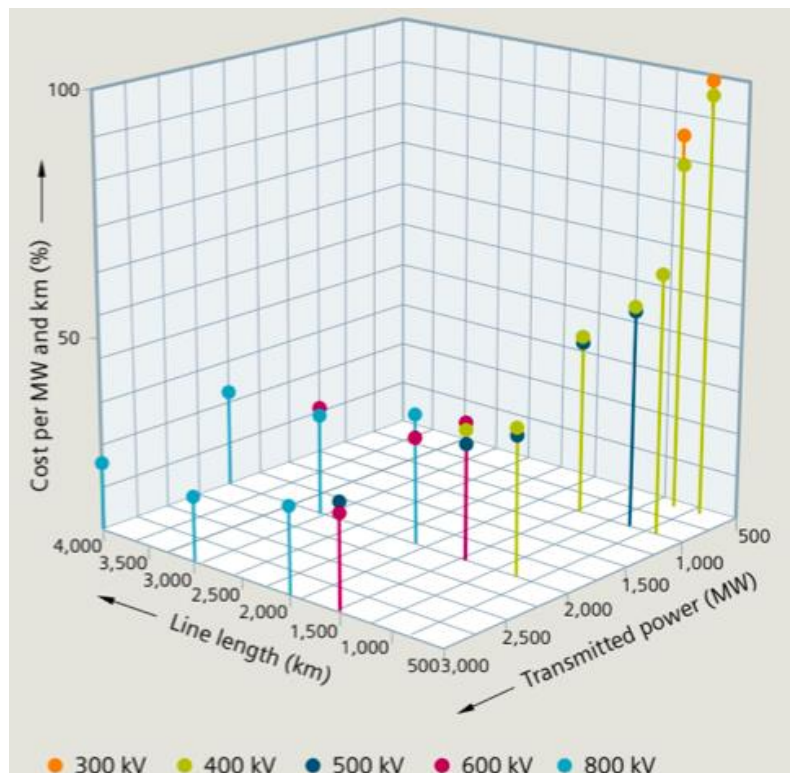


Fig. 90 Aplicación económica de voltajes de CC en relación con longitud de la línea de transmisión aérea y potencia transmitida.

- Nivel de tensión de 300 kV:

Se ha evaluado la autonomía de 750 y 1.000 km con una transferencia de potencia de 600 MW. Se han sumado los costos de la línea y del convertidor, y se han transferido a un factor de costo por MW de potencia y km de línea de transmisión. El resultado muestra que para la transmisión HVDC de larga distancia, el nivel de voltaje de 300 kV no es la solución óptima (consulte 400 kV a continuación). Sin embargo, este nivel de voltaje es útil en interconectores HVDC cortos como el interconector Tailandia-Malasia, que tiene una longitud de línea de 113 km.

- Nivel de tensión de 400 kV:

Se ha evaluado la gama 750, 1.000 y 1.500 km con una transferencia de potencia de 600, 1.000 y 2.000 MW. Se agregaron los costos de la línea y del convertidor, y se transfirieron a un factor de costo por megavatio de potencia y kilómetro de longitud de la línea de transmisión. El resultado muestra que el nivel de tensión de 400 kV es una solución adecuada para longitudes de línea de 750 a 1000 km con una potencia transmitida de 600 a 1000 MW.

- Nivel de tensión de 500 kV:

Se ha evaluado la autonomía de 1.000 y 1.500 km con una transferencia de potencia de 1.000, 2.000 y 3.000 MW. Se agregaron los costos de la línea y del convertidor, y se transfirieron a un factor de costo por megavatio de potencia y kilómetro de longitud de la línea de transmisión. El resultado muestra que el nivel de tensión de 500 kV es una solución adecuada para longitudes de línea de 1000 km a 1500 km con potencia transmitida de 1000 a 2000 MW. Sin embargo, el nivel de voltaje de 400 kV también puede ser competitivo en este rango de potencia y longitud de línea.

- Nivel de tensión de 600 kV:

Se ha evaluado la autonomía 1.500, 2.000 y 3.000 km con una transferencia de potencia de 2.000 y 3.000 MW. Se agregaron los costos de la línea y del convertidor, y se transfirieron a un factor de costo por megavatio de potencia y kilómetro de longitud de la línea de transmisión. El resultado muestra que el nivel de tensión de 600 kV es una solución adecuada para longitudes de línea de 1.500 km a 3.000 km con potencia transmitida de 2.000 MW, y 3.000 MW para líneas de hasta 2.000 km. Sin embargo, el nivel de voltaje de 500 kV aún puede ser competitivo en partes de este rango.

- Nivel de tensión de 800 kV:

Se ha evaluado la gama 2.000, 3.000 y 4.000 km con una transferencia de potencia de 2.000 y 3.000 MW. Se agregaron los costos de la línea y del convertidor, y se transfirieron a un factor de costo por megavatio de potencia y kilómetro de línea de transmisión. El resultado muestra que el

nivel de tensión de 800 kV es una solución adecuada para longitudes de línea de 2000 km y más con potencia transmitida de 2000 y 3000 MW. Sin embargo, las longitudes de línea más cortas de 1500 a 3000 km con una potencia nominal de 3000 a 7000 MW pueden cubrirse económicamente con una solución de 800 kV.

En conclusión los costos directos con la tecnología HVDC son los más altos debido a la inversión inicial de las instalaciones, por lo regular las estaciones convertidoras son las que requieren una mayor cantidad de dinero. Como dato interesante del 100% de inversión para este tipo de sistema el 20% únicamente es destinado para las válvulas que hacen que este sistema opere. Pero todo esto es balanceado con la reducción de costos en la línea de transmisión, mantenimiento, operación y las pérdidas contabilizadas en los sistemas HVDC, sobre todo en donde existen proyectos con grandes longitudes donde la tecnología de CA deja de ser rentable.

4.3 Aspectos ambientales.

Uno de los puntos más importantes que aporta el sistema HVDC al cuidado del medio ambiente es que suele ocupar un ancho de paso menor con torres de transmisión de menor tamaño y una disminución del impacto visual, esto debido a que utiliza un menor número de conductores, reduciendo así su resistencia mecánica en comparación con los sistemas de CA. A continuación se muestra la figura 83 en la cual se aprecia una amplia diferencia en tamaño en torres de transmisión para sistemas de potencia de CD y CA con la misma potencia de transmisión.

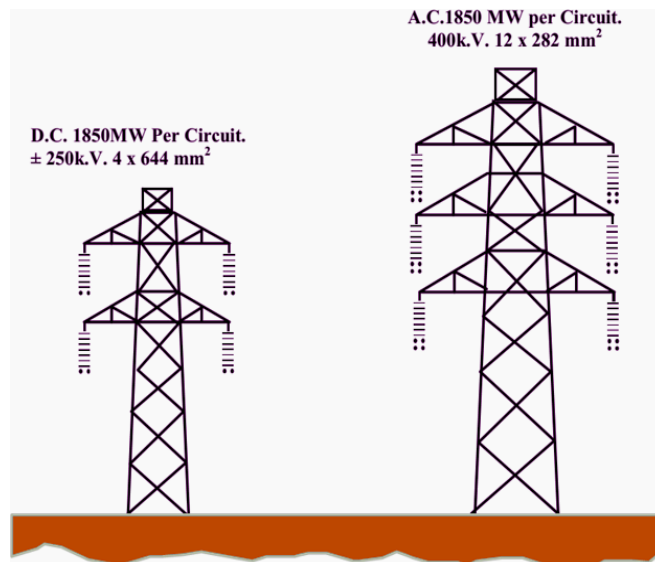


Fig. 91 Torres de transmisión de C.A. y C.D

Un punto de importancia que se debe de considerar cuando hablamos de medioambiente es el efecto corona, el cual se produce debido a los campos eléctricos y magnéticos que existen a lo largo

de los conductores, este efecto ioniza el aire provocando una generación de ozono y que es uno de los principales problemas en la transmisión de CA, pero esto no suele ser un efecto negativo en HVDC, ya que en este sistema las consecuencias del efecto corona se ven reducidos produciendo el mismo ozono que en los procesos naturales.

Se ha comprobado que en un sistema de transmisión de potencia de CD los campos eléctricos y magnéticos son de igual magnitud a los producidos por la tierra de forma natural lo que significaría que no existirían efectos negativos debidos a estos fenómenos.

Interferencias de radio frecuencia y ruido audible son otros fenómenos que provoca el efecto corona pero este se ve reducido en sistemas de potencia de CD y con la utilización de filtros suelen reducirse aún más.

Un efecto negativo que puede ocasionar la transmisión de potencia de CD es que debido a los campos magnéticos originados en instalaciones monopolares con retorno tierra, puede modificar la lectura de las brújulas pero esto se puede solucionar utilizando instalaciones con retornos metálicos.

Debido a todos estos puntos se ha llegado a la conclusión de que los sistemas HVDC suelen respetar de mejor forma al medio ambiente y suelen ser más compatibles con este, debido al cambio climático estos sistemas de CD son una buena elección para ayudar a nuestro planeta tierra y disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero como lo son el ozono.

Capítulo V Transmisión de Corriente Directa en México.

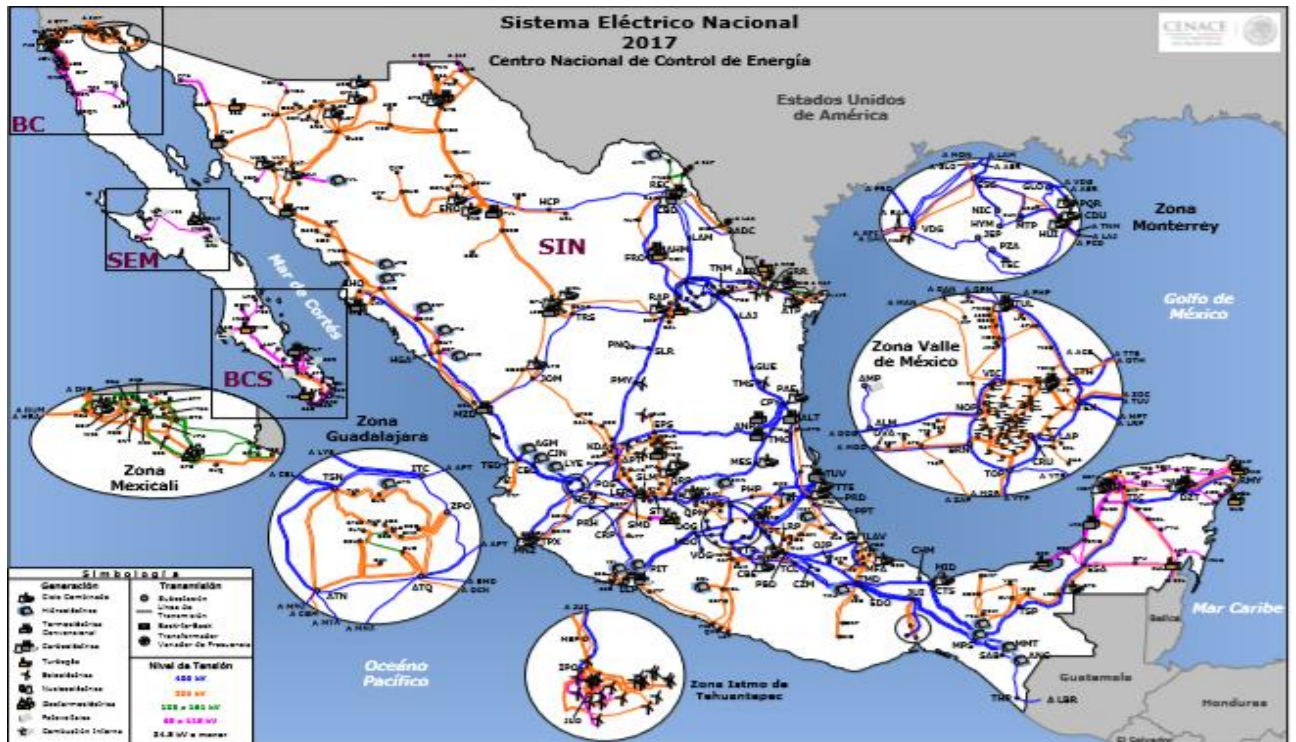
5.1 El Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

El Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) se encarga de controlar la operación del Sistema Eléctrico Nacional, monitoreando la generación, demanda y consumo para brindarle a los mexicanos un servicio eléctrico de calidad, eficiencia y confiabilidad.

El Sistema Eléctrico Nacional (SEN) se encuentra formado por cuatro sistemas eléctricos los cuales son:

1. **Sistema Interconectado Nacional (SIN):** este sistema abarca la mayor parte del país desde Puerto Peñasco hasta Cancún.
2. **Sistema Eléctrico Baja California (BC):** se encuentra interconectado síncronamente al sistema eléctrico del oeste de los Estados Unidos de América (EUA) y aislado eléctricamente del SIN.
3. **Sistema Eléctrico Baja California Sur (BCS):** aislado eléctricamente de SIN y BC.
4. **Sistema Eléctrico Mulegé (SEM):** tiene centros de carga en Santa Rosalía (SR) y Guerrero Negro (GN) y se encuentra aislado eléctricamente de SIN, BC y BCS.

A continuación se muestra un mapa donde se puede visualizar el Sistema Eléctrico Nacional y los sistemas que lo conforman.



Mapa 1. Espacio Geográfico de los Sistemas Eléctricos que Forman al SEN.

El Sistema Eléctrico Nacional está organizado por ocho regiones de control denominadas Gerencias de Control Regionales, las cuales se alistan a continuación:

1. **GCR Central:** ubicada en la Ciudad de México.
2. **GCR Oriental:** ubicada en Puebla.
3. **GCR Occidental:** ubicada en Guadalajara.
4. **GCR Peninsular:** ubicada en Mérida.
5. **GCR Noroeste:** ubicada en Hermosillo.
6. **GCR Norte:** ubicada en Gómez Palacios.
7. **GCR Noreste:** ubicada en Monterrey.
8. **GCR Baja California:** ubicada en Mexicali.

Cuenta además con dos Subgerencias de Control:

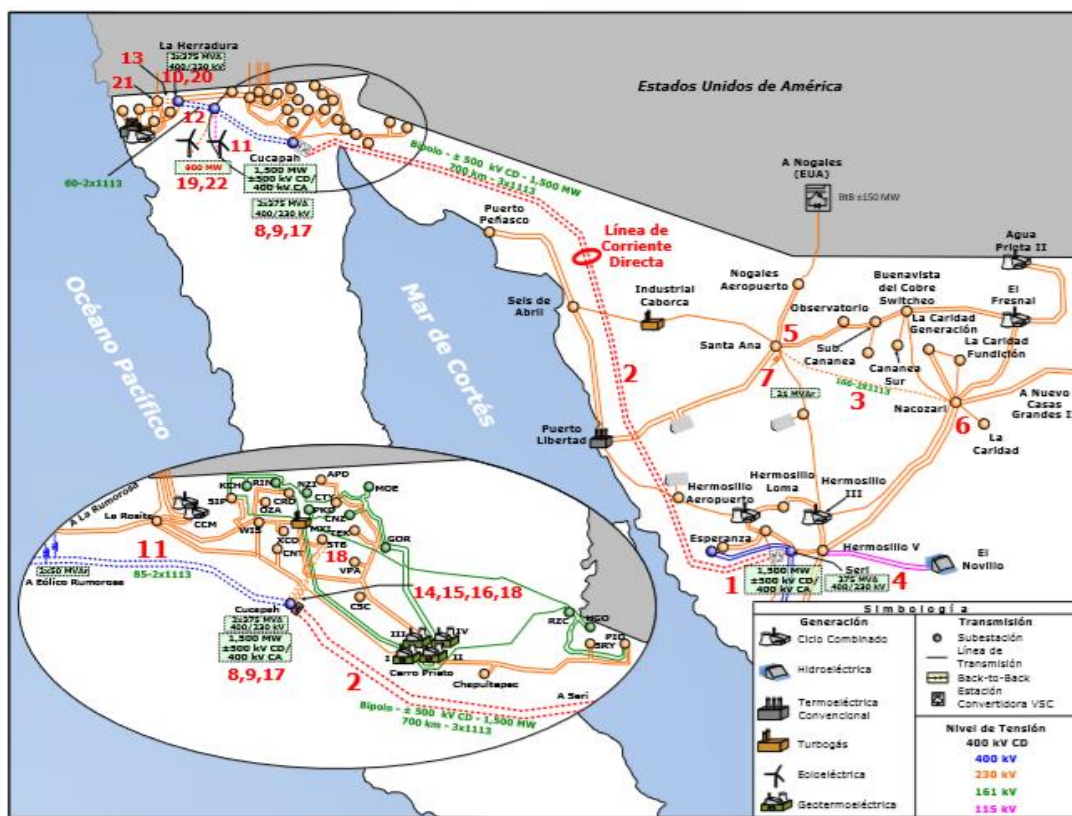
1. **Subgerencia de Control La Paz.**
2. **Subgerencia de Control Santa Rosalía** para el Sistema Mulegé.

Y un Centro Nacional en la Ciudad de México, que es el encargado de coordinar el mercado eléctrico mayorista y la operación segura y confiable del SEN.

5.2 Proyecto de interconexión Baja California-Sistema Interconectado Nacional (Cancelado).

Este proyecto pretendía utilizar un enlace en corriente directa (HVDC) de punto a punto, bipolar, para la interconexión del sistema eléctrico BC con el SIN en las SE Cucapah en Mexicali de la GCRBC y Seri en la zona de Hermosillo de la GCRNO en el SIN, contando con una longitud de 700 km entre estas subestaciones.

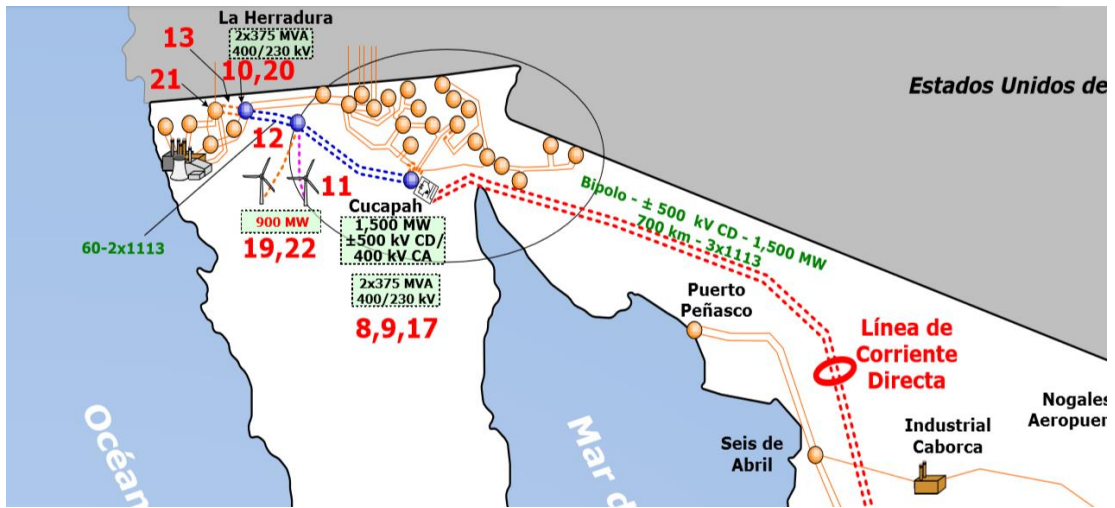
El proyecto consideraría una capacidad de diseño de 1500 MW, con un nivel de tensión de ± 500 kV y una operación inicial de 1000 MW. El proyecto estimaba la construcción de dos subestaciones convertidoras, con tecnología HVDC-VSC en las SE Cucapah y Seri que se conectarán mediante una línea de transmisión de corriente directa bipolar con 700 km de distancia.



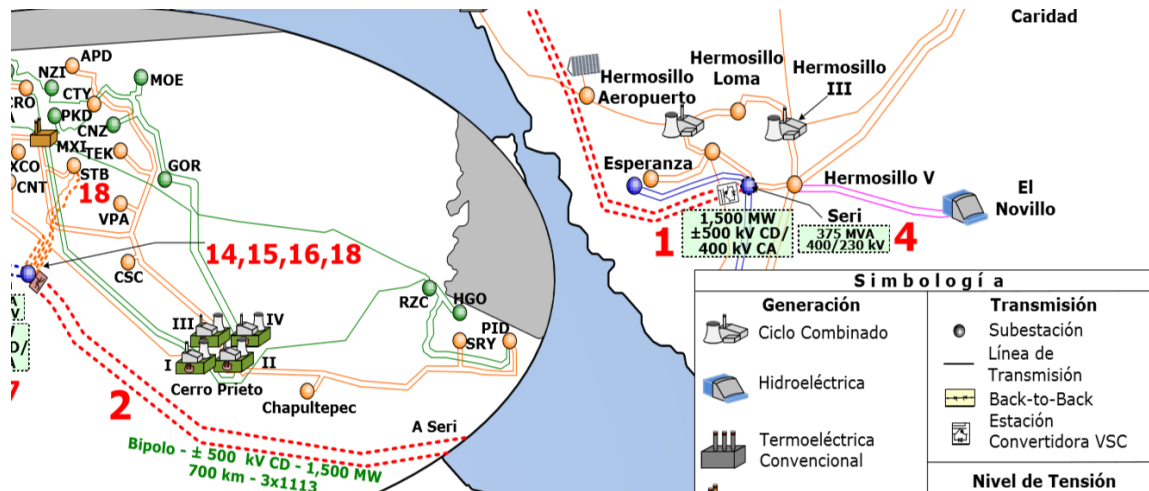
Mapa 2. Obras del Proyecto de Interconexión BC-SIN.

Las subestaciones con tecnología HVDC-VSC estarían ubicadas en:

SE Cucapah su ubicación se encontraría en el municipio de Mexicali en el estado de Baja California.



SE Seri su ubicación se encontraría en el municipio de Hermosillo en el Estado de Sonora.



La ubicación final de estas dos subestaciones dependería de los estudios preliminares de construcción dentro de un área de influencia cercana a la ubicación propuesta.

5.2.1 Obras requeridas por GCR Baja California.

1.-Seri Estación Convertidora HVDC-VSC: estación convertidora bipolar de 1500 MW con una tensión de CD de ± 500 Kv, nivel de tensión en CA primaria de 400 Kv y tensión secundaria conforme al diseño de fabricante. La estación contempla todos los requerimientos y características para su óptimo funcionamiento y puesta en marcha.

2.-Línea de Transmisión Cucapah-Seri. Línea de Transmisión en CD, bipolar, doble circuito en ± 500 Kv, tres conductores por polo con un calibre de 1113 ACSR/AS con una longitud aproximada

de 1400 Km-c. Retorno metálico de tierra compuesto por un haz de dos conductores 1113 ACSR/AS.

3.- Obras asociadas de transmisión, transformación y compensación en corriente alterna.

Obras requeridas por GCR Noroeste.

1.-Estacion convertidora Cucapah con tecnología HVDC-VSC. Estación convertidora bipolar de 1500 MW con una tensión de CD de ± 500 Kv, nivel de tensión en CA primaria de 400 Kv y tensión secundaria conforme al diseño de fabricante. La estación contempla todos los requerimientos y características para su óptimo funcionamiento y puesta en marcha.

2.- Obras asociadas de transmisión, transformación y compensación en corriente alterna.

5.2.2 Perfil de Inversiones.

El proyecto de interconexión Baja California-Sistema Interconectado Nacional tuvo dos opciones y se había optado por la primera opción ya que esta ofrecía un menor costo de inversión y se obtendría un proyecto con mayor fiabilidad. A continuación se exponen las dos opciones y el costo de cada una de estas así como sus diagramas unifilares:

Opción 1. La inversión para la línea de transmisión en CD de dos polos con tres conductores 1113 kCM ACSR/AS por polo y las estaciones convertidoras con tecnología VSC en Cucapah y Seri estaba próxima a los 789,823 miles de dólares, la inversión para la red de CA era de 322,393 miles de dólares. Teniendo un costo total del proyecto de 1,112 miles de dólares (20,713 millones de pesos).

Opción 2. Fue analizada y descartada por tener una menor relación entre costo y beneficio el cual consistía en la interconexión de los sistemas eléctricos BC-SIN mediante un enlace en CA entre las subestaciones Cucapah en la zona de Mexicali en el sistema BC y Esperanza en la zona de Hermosillo en el SIN. La inversión para este proyecto de las estaciones convertidoras Back-to-Back a ubicar en las SE Tijuana y Rosita es de 300,000 millones de dólares, la línea de transmisión de CA es de 1,078,583 millones de dólares. El costo estimado total de esta opción era de 1,378 millones de dólares (25,673 millones de pesos).

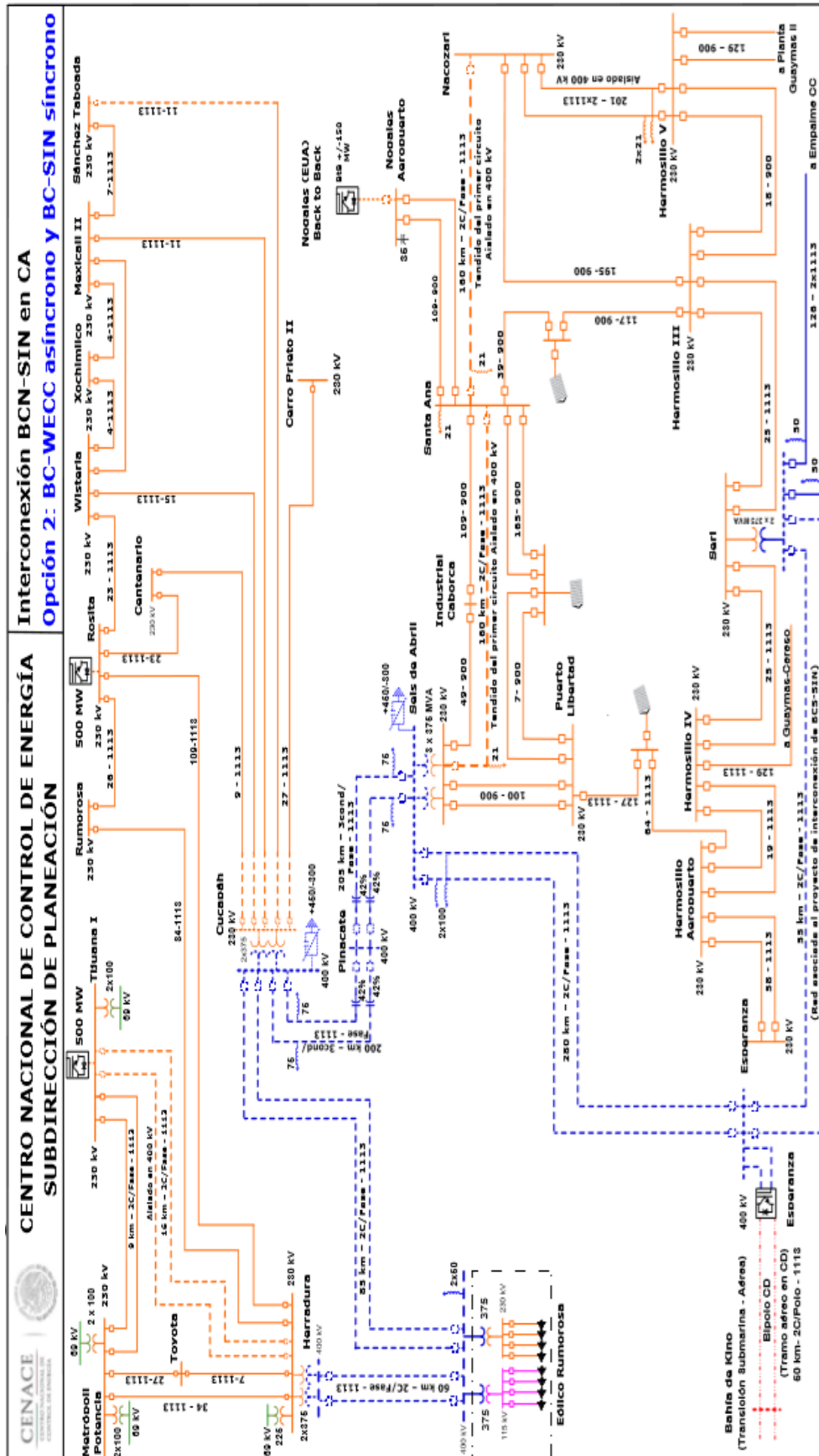


Diagrama 17 Unifilar Opci3n 2 BC-WECC asíncrono y BC-SIN síncrono

5.2.3 Tecnología.

Este proyecto contemplaba 3 tecnologías diferentes las cuales eran:

1. Corriente directa con tecnología Voltage Source Converter (VSC).
2. Corriente alterna (CA).
3. Corriente directa con tecnología Line Commutated Converter (LCC).

Por razones tecno-económicas se había optado por un enlace de CD debido a que era una buena alternativa a la transmisión de CA en los siguientes aspectos:

- Para altas transferencias de potencia en sistemas de gran distancia existe un punto de quiebre donde es más económica la transmisión en CD que en CA.
- Para transmisiones marítimas en CA las distancias de quiebre es mucho más corta que para líneas aéreas o transmisión por cable de CA.
- Puede transmitir potencia entre sistemas asíncronos.
- Evita el aumento del nivel de corto circuito.
- La transmisión de potencia puede ser precisamente controlada.
- Mejora la estabilidad por la velocidad con la que controla la transmisión de potencia.
- Mejora la transmisión en circuitos de CA en paralelo
- Transmite mayor potencia por un derecho de vía más reducido.
- En la interconexión de dos sistemas síncronos, evita la propagación de disturbios.

Por último se optó y se eligió una línea de transmisión de corriente directa con tecnología VSC debido a que esta era más factible ya que presentaba una mayor serie de ventajas con respecto a la LCC y un costo de inversión menor.

La línea de transmisión de CD entre la región de Mexicali y Hermosillo sería en su totalidad una línea aérea, por lo que se tendría contemplado:

- La probabilidad de tener descargas atmosféricas u otro tipo de fallas transitorias en los conductores.
- Una red de tierras que sea confiable y segura para que pueda drenar las descargas atmosféricas que golpeen los hilos de guarda y no generen fallas en los conductores del sistema.

Las celdas convertidoras VSC tendrían que ser multinivel con puente completo, ya que lo que se obtiene es:

- Controlar e interrumpir las fallas en CD, no se requiere el disparo de la estación con apertura de los interruptores de CA.

- Operar a tensión reducida de CD, esto implicaría que se puede proveer al sistema de CA de toda la potencia reactiva durante fallas en CD.
- Tener la facilidad de cambiar el voltaje en CD, lo cual es de suma importancia para extinguir las fallas en CD (esta acción nos permite extinguir y des-ionizar el arco).
- La rampa del voltaje CD post-falla puede ser controlada.

Para todas las opciones propuestas, la red de transmisión para la interconexión entre los sistemas BC-SIN estaría diseñada para transmitir 1500 MW y sus principales beneficios serian:

- Preparación de México para una posible integración de los mercados mayoristas de EUA.
- Mejorar la operación, eficiencia y confiabilidad del sistema de Baja California al integrarlo al SIN.
- Reducir el costo integral de producción de energía eléctrica y operación de centrales eléctricas renovables (eólica y solar).

Por ultimo mostraremos el diagrama unifilar de la interconexión entre los sistemas BC-SIN simplificado.

5.3 Proyecto línea de transmisión de corriente directa, Yautepec-Ixtepec (Cancelado).

Este proyecto estaba dirigido hacia el sector transmisión/distribución y consistía en la construcción, modernización, operación y mantenimiento de 1,221 kilómetros circuito de línea de transmisión eléctrica que serían transportados a un voltaje de 500 kilovolts desde Ixtepec, Oaxaca, hasta Yautepec, Morelos. Con esta nueva línea, se podrían transportar 3,000 megawatts, para desahogar la energía eólica que se genera en el Istmo de Tehuantepec. *Ref. mapa del SEN 2018- 2021 y 2024-2032)*

La inversión estimada para esta obra se dividiría en dos partes con dos tipos de asociación:

La primera sería un contrato en un esquema similar a los proyectos de impacto diferido en el registro del gasto (Pidiregas) mediante pagos condicionados realizados al ganador de la subasta a precio mínimo por cada entrega de obras.

La línea de transmisión de 3,000MW estaría integrada por 15 obras:

- 2 Obras de estaciones convertidoras con:
 - 4 Alimentadores de corriente directa.
 - 5 Alimentadores de corriente alterna.
- 7 Obras de subestaciones.
- 5 líneas de transmisión de corriente alterna.
- 1 Línea de transmisión de corriente directa.

La segunda sería la construcción de líneas de corriente alterna en un esquema de construcción, arrendamiento y transferencia mediante la constitución de un fideicomiso que recibiría las obras y las mantendría hasta que hayan sido pagadas para su transferencia a la CFE.

Este proyecto representaría una inversión estimada adicional de USD 500 millones.

La fuente de pago de este proyecto serían repartidos de la siguiente manera:

- Corriente directa: CFE realiza pagos periódicos al constructor condicionados a la conclusión exitosa.
- Corriente alterna: El Contratista mantiene la propiedad hasta que las obras hayan sido pagadas y otorga derechos de posesión, uso y explotación.

Los recursos provendrían del cobro al usuario final.

Este proyecto abarcaría 6 estados de la república mexicana que son Morelos, Oaxaca, Puebla, Veracruz, Ciudad de México y Estado de México.

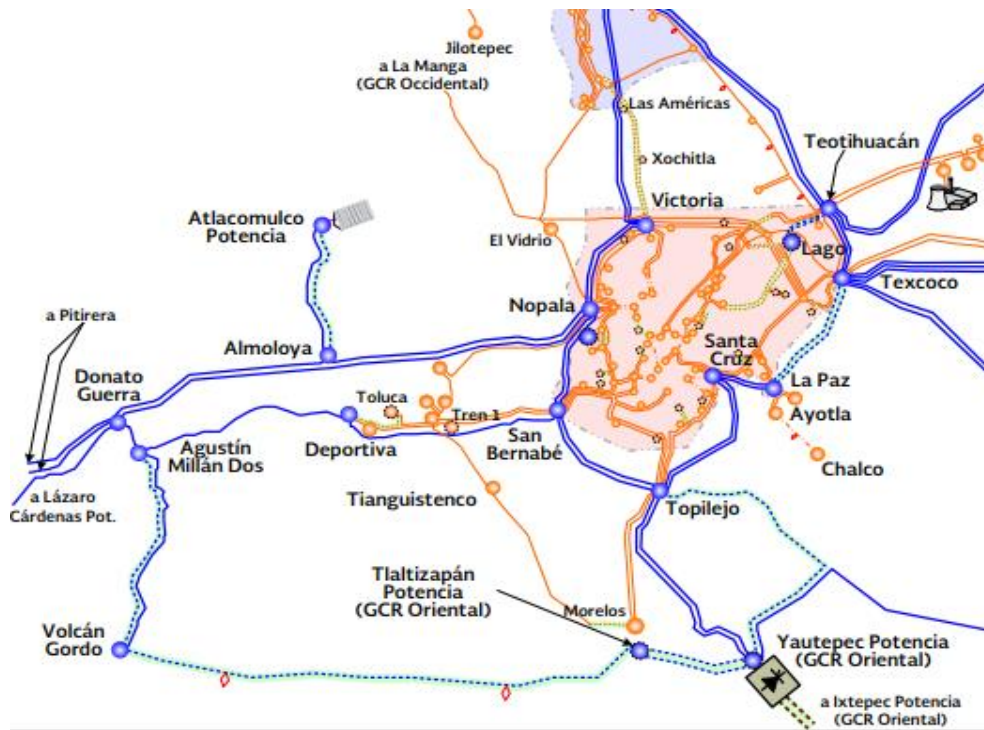
La simbología utilizada en los mapas es la que se muestra a continuación:

Generación	Transmisión	Nivel de Tensión
Ciclo Combinado	Subestación	500 kV CD
Hidroeléctrica	Línea de Transmisión	400 kV
Fotovoltaica	Estación Convertidora LCC	230 kV
Termoeléctrica	Estructura de doble circuito tendido del primero	115 kV
Biogás	Adición de Transmisión	
	Obra a cargo de solicitante	

Fig. 92 Simbología utilizada en los esquemas.

Para darnos una idea más centralizada de la localización tanto de las líneas como de las subestaciones se muestran las figuras siguientes.

En la figura siguiente podemos observar las subestaciones que se necesitan en la parte correspondiente a Yautepec, estas subestaciones son: subestación Topilejo, subestación Tlaltzapán, subestación volcán gordo y subestación Agustín Millán dos.



Mapa 7. Mapa que muestra la parte poniente del proyecto, lado Yautepec

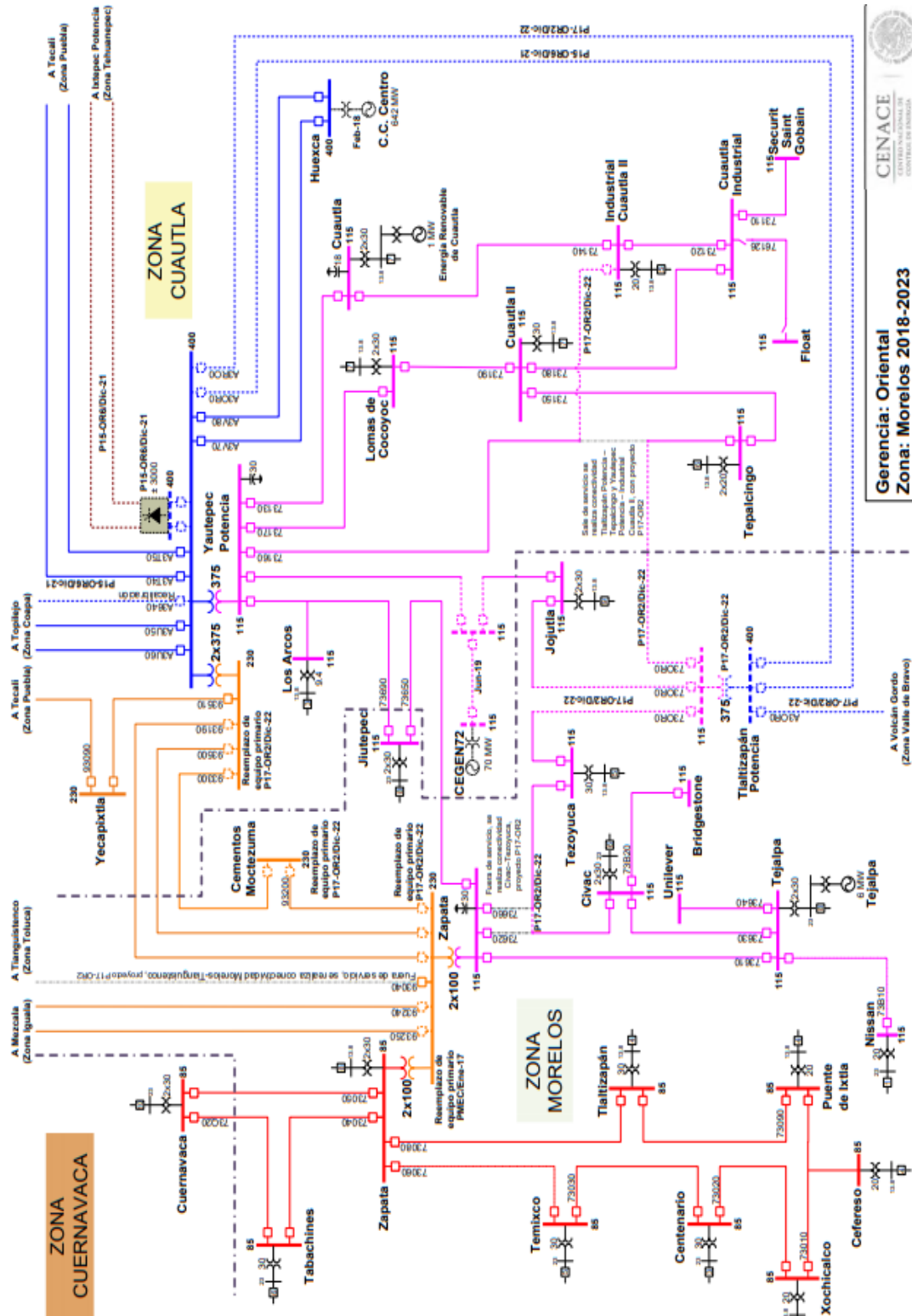


Diagrama 19 Unifilar que muestra el diagrama de la parte oriente del proyecto, lado Yautepac.

En el mapa 8 podemos observar las subestaciones que se necesitan en la parte correspondiente a Ixtepec, estas subestaciones son: subestación Xipe, subestación unión Hidalgo, y subestación Julie.



Mapa 8. Mapa que muestra la parte oriente del proyecto, lado Ixtepec.

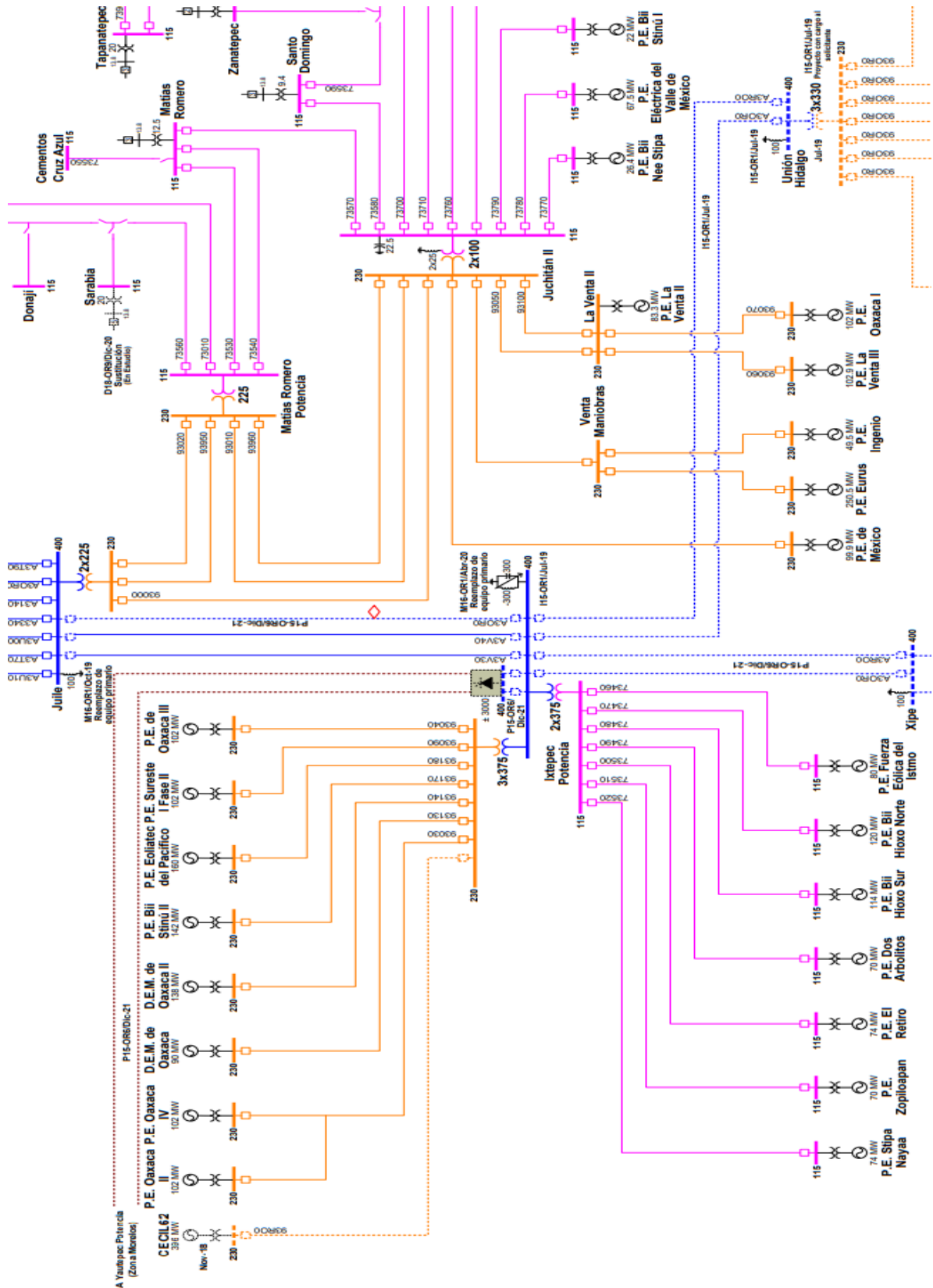


Diagrama 20 Unifilar que muestra el diagrama de la parte oriente del proyecto, lado Itepec.

Lamentablemente La Comisión Federal de Electricidad informó que no existen las condiciones para llevar a cabo el proyecto Itepec – Yauatepec.

El proyecto, el cual tuvo desde su origen gran apoyo por parte de empresas internacionales como ABB México y Siemens, pero también grandes cuestionamientos por concedores en temas de transmisión eléctrica.

De origen, la inversión para este gran proyecto se estimó en mil 700 millones de dólares; sin embargo, esta cifra fue cambiando con el paso del tiempo.

Tras varios años de análisis técnicos, económicos y de esquemas financieros y de innumerables reuniones informativas y juntas preparatorias, la nueva administración de CFE toma la determinación de cancelar el proyecto.

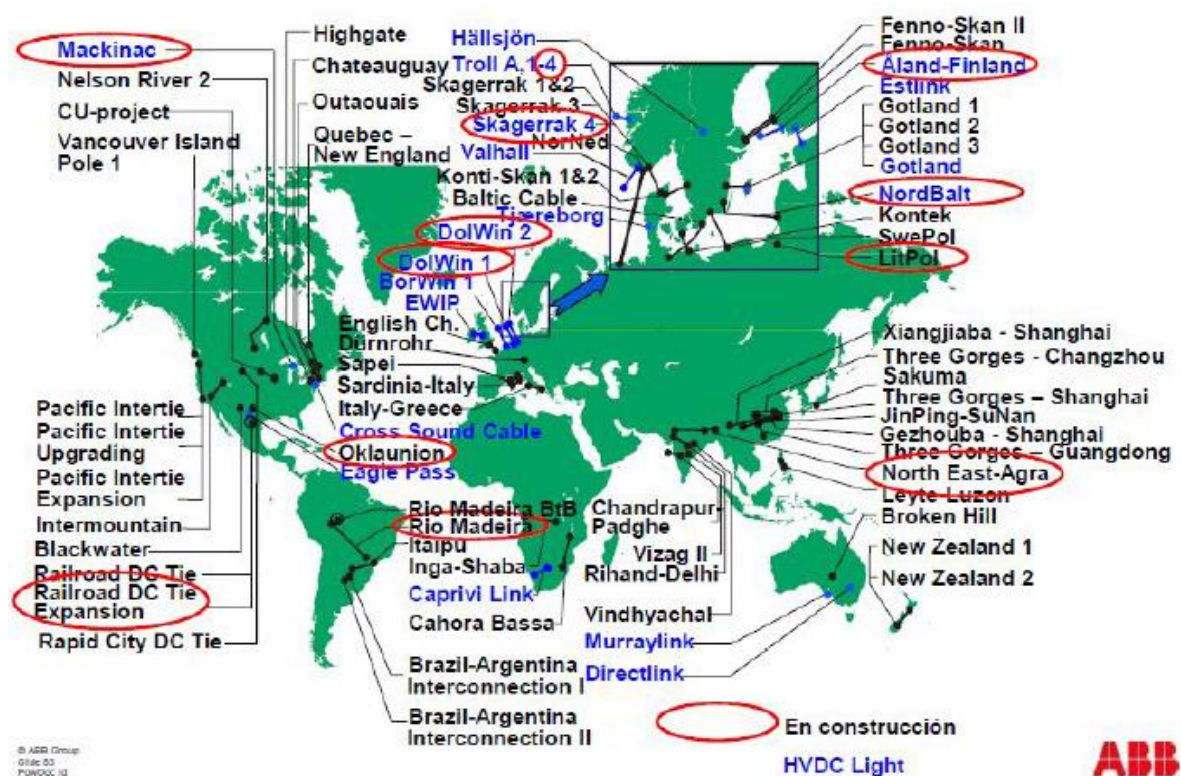
El proyecto Ixtepec – Yautepec, estaba destinado para evacuar una gran cantidad de MW producidos en Oaxaca a través de energías renovables; pero en primer término, de energía eólica.

Sin embargo, el proyecto por sí mismo en poco iba a contribuir a resolver uno de los grandes problemas que tiene el sector eléctrico en todo el país: la limitada y vieja infraestructura con la que cuenta el Sistema Nacional de Electricidad en líneas de transmisión y distribución, un problema que con el paso del tiempo crece de manera considerable.

Capítulo VI Proyectos de sistemas HVDC en el mundo

Actualmente, hay alrededor de 170 proyectos HVDC en construcción o en funcionamiento a lo largo del mundo, con una potencia de transmisión total de alrededor de 200.000 MW.

En el siguiente mapa se citan y se muestran algunos de los proyectos que la compañía ABB ha ejecutado en todo el mundo.



Mapa 9. Instalaciones HVDC existentes o en construcción hasta el año 2013

En el mapa 9 se muestran todas las instalaciones realizadas por esta empresa hasta el año 2013, lo que deja ver que es una tecnología en clara expansión y que a medida que pasan los años y la tecnología HVDC avanza va creciendo en importancia por todas las características que ya se han ido comentando a lo largo de este estudio.

Lo que ABB denomina HVDC Light, es la tecnología VSC (Voltage Source Converter), de la cual ya se habló anteriormente.

Debido a que existen gran cantidad de proyectos realizados en todo el mundo, a continuación mostraremos los más relevantes, es decir, los que mayor influencia tienen a nivel mundial, descartaremos los pequeños proyectos, no sin mencionar que cada uno de ellos tiene un gran impacto en el lugar en el que están instalados.

6.1 Gotland-Suecia.

El primer enlace comercial de HVDC en el mundo data del año 1954 y fue la conexión entre la isla de Gotland y la costa oeste de Suecia en la península Escandinava, el cable era submarino y medía 96 km de longitud, conectando Ygne y Västervik. Los convertidores eran válvulas de arco de mercurio, y las características del enlace era que tenía una potencia de transmisión de 20 MW y ± 100 kV de tensión. En el año 1970 se añadieron tiristores al enlace, poniéndoles en serie con las válvulas de arco de mercurio, y se incrementó la tensión hasta los ± 150 kV y la potencia de transmisión hasta los 30 MW.

En el año 1983 se colocó un nuevo cable de tensión nominal ± 150 kV y 130 MW de capacidad de transmisión, que junto con el cable ya existente cubrían las necesidades energéticas de Gotland, cerrando en la isla los combustibles fósiles de los cuáles dependían.

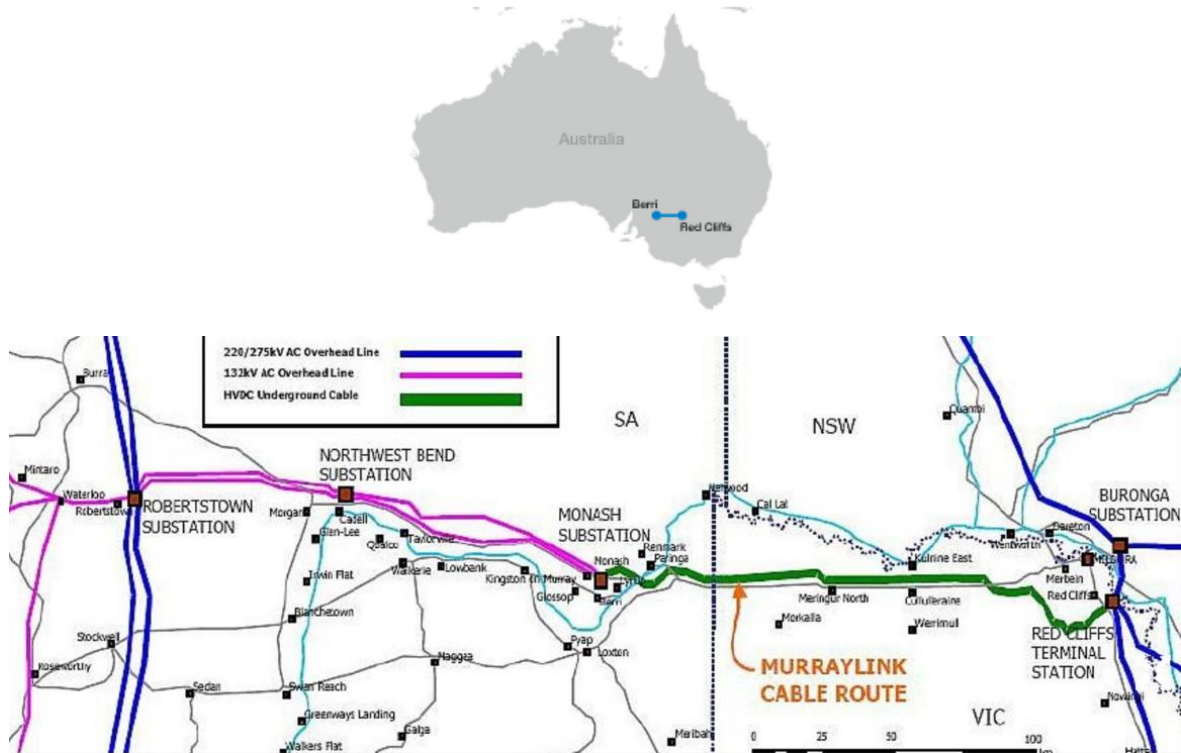
La demanda siguió en aumento y la fuerte preocupación por la seguridad del suministro impulsó en 1985 construir otro enlace en Gotland de HVDC, que puede formar un enlace bipolar con el construido en el año 1983 o trabajar de manera independiente. La capacidad de transmisión total es de 260 MW.



Mapa 10. El primer enlace HVDC comercial del mundo 1954.

6.2 Murraylink, Australia.

Este proyecto data del año 2002, y destaca por ser el sistema de transmisión de potencia subterráneo más largo del mundo con tecnología VSC, se conecta a través de Red Cliffs en y Berri, ambas en la zona sur de Australia. El enlace lo diseñó y ejecutó ABB, con su tecnología HVDC Light que comprende cables de alta resistencia enterrados en el suelo, se muestra la conexión en el mapa 11.



Mapa 11. Enlace subterráneo más largo del mundo

La interconexión permite controlar y comercializar la electricidad entre las regiones de Riverland y Sunraysia, y satisfacer las necesidades de 200.000 hogares.

La capacidad de transmisión es de 220 MW, con una tensión de ± 150 kV y la longitud del cable subterráneo es de 180 km.

El proyecto Murraylink ganó varios premios estatales y nacionales australianos, tanto para la excelencia ambiental y la ingeniería.

6.3 Norned, Europa.

En el año 2008 se inauguró el proyecto NorNEd, un enlace de HVDC que conecta Feda en Noruega y Eemshaven en los Países Bajos a través del mar del Norte, con una capacidad de transmisión de 700 MW y ± 450 kV.

El proyecto NorNed es el cable submarino más largo hasta la fecha alcanzando una longitud de 580 km, se muestra el proyecto en el mapa 12.



Mapa 12. Enlace submarino más largo del mundo.

ABB fue el encargado de las dos estaciones convertidoras y la mayor parte del trayecto del cable. La interconexión ha dado lugar a comercializar la electricidad entre los dos países y a elevar la fiabilidad y seguridad del suministro eléctrico de ambos países, gracias a la rapidez y flexibilidad del control del flujo de potencia, que también otorga una disminución de las emisiones de CO_2 y mejor utilización de las plantas de energía y desarrollo de la energía renovable eólica.

6.4 BorWin 1, Alemania.

A la hora de hablar de energía eólica, podemos distinguir dos tipos en función de cómo y dónde se genera la electricidad. Por un lado, encontramos el modelo de producción de eólica en tierra, también llamado *Onshore*, y por otro, existen los aerogeneradores instalados en el mar que producen energía eólica *Offshore*.

En este caso se trata de un parque eólico offshore, es decir, parques eólicos que están situados en alta mar.

El parque eólico BorWin 1 está situado en el Mar del Norte, frente a la costa de Alemania, a una distancia de 125 km de la misma.

Esto hace que se trate del parque eólico más remoto del mundo, además de ser el que está situado a una mayor distancia de la costa.

Para esta situación, la interconexión del parque eólico con la estación situada onshore, solamente era posible llevarla a cabo mediante un enlace HVDC Light (con la tecnología VSC), realizado por la empresa ABB.

Dicho enlace, une el parque eólico offshore con la ciudad alemana de Diele, como se puede ver en el mapa 13.



Mapa 13. Mapa de la conexión HVDC Light del parque BorWin1.

El parque BorWin1 cuenta con 80 turbinas eólicas, cada una de ellas con una capacidad de generación de 5 MW, lo que hace que el parque tenga una potencia de 400 MW. Entró en servicio en el año 2009, estando terminado el proyecto dos años más tarde.

El enlace HVDC Light con el que se conecta el parque offshore con la estación de conversión situada en Diele, tiene varios tramos, los cuales se comentan a continuación.

En un primer momento, la energía generada por las turbinas eólicas, se transporta aproximadamente durante 1 km mediante una línea de corriente alterna de 170 kV hasta una plataforma también offshore, en la que se encuentra una estación de conversión.

Dicha plataforma, es la que se muestra en la figura 93.



Fig. 93 Plataforma offshore del parque BorWin1

Dicha plataforma consta de dos partes: la parte superior o “Topside” que tiene un peso de unas 3.000 toneladas, de las cuales unas 800 toneladas son debidas a la estación de conversión y la parte inferior o “Jacket”, cuyo peso es de unas 1.500 toneladas.

Una vez la línea llega a esta plataforma, se produce la conversión en corriente continua a una tensión de ± 150 kV, transmitiéndose la potencia por medio de dos cables paralelos submarinos (1.200 m), hasta la isla de Norderney, en la que se unen a dos cables submarinos diferentes (1.600 m), hasta llegar a un punto de transición de la costa de Alemania.

Este enlace cubre una distancia submarina de 125 km hasta ese punto de transición en la costa, desde el cual salen dos cables (2.300 m) conectados a los anteriores, hacia la estación de conversión situada en la ciudad de Diele, teniendo dichos cables una longitud de 75 km, siendo una instalación subterránea.

Esto hace, que el enlace HVDC Light que se implementa en este parque eólico, sea de 200 km (125 submarinos + 75 subterráneos), teniendo en cuenta que la transmisión se realiza con dos cables.

Una vez en la estación de Diele, la potencia es convertida de nuevo a corriente alterna y llevada hasta los 380 kV para poder introducirla en la red de transporte.

Al haber conseguido interconectar este parque eólico con la red de transporte Alemana, mediante la generación de energía eléctrica que se consigue, se dejan de emitir 1,5 millones de toneladas de CO_2 al año. Además se consigue estabilizar las frecuentes fluctuaciones en la calidad de la potencia del viento, sin ningún tipo de compensación adicional o refuerzo en la red de transporte.

6.5 Interconexión Caprivi Link, Namibia.

Se trata de un enlace HVDC Light situado en África, ubicado exactamente en Namibia.

Se ha elegido esta instalación para analizarla dentro de este punto, porque supone una serie de avances importantes dentro de proyectos que utilizan esta tecnología en la transmisión de potencia, que deben ser comentados ya que no han aparecido en instalaciones anteriores.

Lo primero que se puede destacar, es que se trata del primer proyecto HVDC con la tecnología VSC que se realiza en África, existiendo solamente dos instalaciones HVDC más en el país, ambas con la tecnología LCC como se puede ver en el mapa 9.

En el mapa 14 se sitúa el enlace en un mapa de la zona.



Mapa 14. Mapa del enlace HVDC Light en Namibia.

Dicho enlace une las estaciones de conversión de Zambezi, situada en la franja de Caprivi, en la frontera con Zambia, con la estación de Gerus, que está situado a unos 300 km de la capital de Namibia, Windhoek.

Se trata de una interconexión realizada por medio de líneas aéreas, lo que hace que este proyecto HVDC Light sea el primero que se instala con esta configuración para un uso comercial.

Cubre una distancia entre las estaciones de 970 km, siendo el nivel de tensión del enlace de ± 350 kV, presentando una capacidad de transmisión de 300 MW en una primera fase, viéndose está aumentada en la segunda fase del proyecto hasta un total de 2 x 300 MW.

Se decidió ese nivel de tensión para el proyecto, dado que tenía un menor coste, convirtiéndose en el primer sistema HVDC en manejar ese nivel de tensión.

era para el que se obtenía un menor coste, lo que lleva a que este sistema sea el primero con esta tecnología que funciona a este nivel de tensión.

La duración de este proyecto abarca desde finales del año 2007, hasta su puesta en funcionamiento, a finales del año 2009.

La elección de realizar esta conexión mediante la corriente continua, se basa en varios aspectos:

- el primero de ellos es la gran distancia que hay que salvar, lo que hace prácticamente inviable una conexión mediante corriente alterna
- el segundo de los aspectos importantes, es que se conectan dos redes de transmisión que son extremadamente débiles, convirtiéndose así en el primer sistema de este tipo que es empleado para la interconexión de dos redes que son muy débiles.

Además, esta instalación permite controlar la tensión de las redes de corriente alterna que están conectadas con este enlace, lo que se lleva a cabo mediante el ajuste de la potencia reactiva.

Las tensiones de las redes de corriente alterna que se conectan a las estaciones de Zambezi y de Gerus, son 330 y 400 kV respectivamente, siendo el ajuste de la potencia reactiva que se ha comentado anteriormente para controlar dichas tensiones, de ± 200 MVar.

El diagrama 21, representa el esquema de la interconexión entre ambas estaciones de conversión.

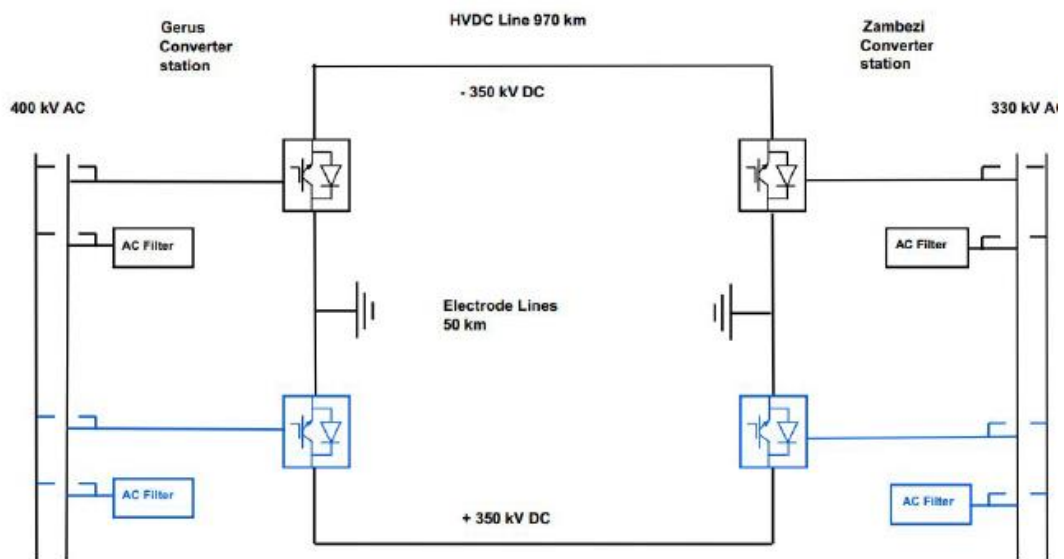


Diagrama 21 Esquema conexión HVDC entre la estación de Gerus y la de Zambezi.

Además de mostrar la configuración del sistema, se puede apreciar que la construcción de este proyecto ha sido por etapas, siendo la segunda etapa la que se representa en el diagrama 23 en color azul.

En la primera etapa de la instalación, la configuración que se utiliza es monopolar con retorno por tierra, dado que de esta manera se consiguen reducir las pérdidas en la línea, pudiéndose transmitir en este caso hasta 300 MW de potencia. Además, existe un doble circuito de electrodos de unos 25 km de longitud cada uno.

Para poder apreciar de una manera más clara la configuración de la conexión, se presenta el diagrama siguiente.

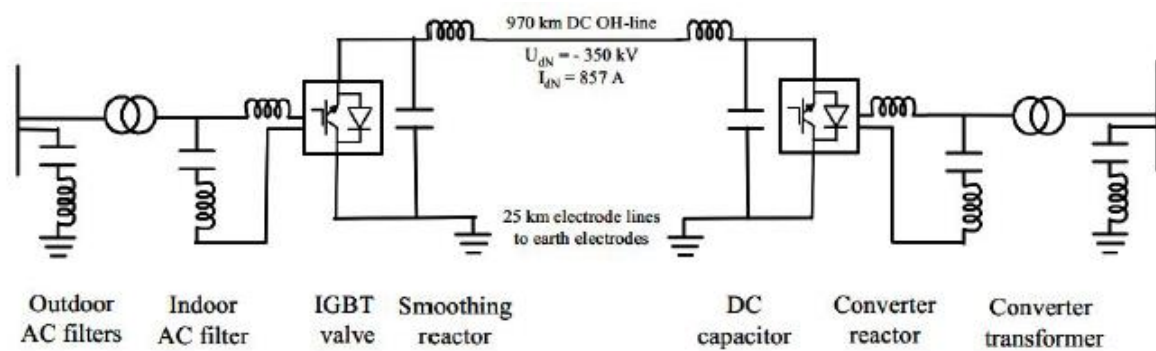


Diagrama 22 Circuito de la conexión HVDC.

Se puede observar la situación de los elementos del sistema HVDC necesarios para su buen funcionamiento.

A partir de ahí se realizó una ampliación del proyecto, lo que permitió que la capacidad de transmisión del enlace sea de 2 x 300 MW.

En esta ampliación, el sistema pasa a tener una configuración bipolar, funcionando de manera equilibrada

Esto hace, que el proyecto también se convierta en el primero de este tipo que tiene una configuración bipolar, dentro de las instalaciones de este tipo que tienen implementada la tecnología VSC.

A continuación, se muestra en la figura 94 una de las estaciones de conversión de la interconexión.



Fig. 94 Una de las estaciones de conversión del enlace Zambezi-Gerus.

Para terminar con esta instalación, se pueden destacar varias características importantes que aporta este sistema:

- En condiciones que no son las normales de funcionamiento, este enlace presenta una capacidad de sobrecarga de hasta 700 MW (2 x 350 MW).
- La transferencia de potencia se realiza de manera estable y robusta para potencias de cortocircuito comprendidas entre los 300 MVA y los 1400 MVA.

Como ya se ha comentado anteriormente, permite el control de las tensiones de las redes de corriente alterna que se conectan a las estaciones de conversión, además de controlar las oscilaciones de frecuencia que se producen debido a las bajas potencias de cortocircuitos y a las largas distancias de las líneas de corriente alterna hasta las estaciones de generación.

- Permite el re-enganche tras una falta en la línea de corriente continua en menos de 500 ms después de que esta haya sido despejada.
- La transmisión de potencia puede invertirse de manera rápida y segura, condición necesaria para poder re-energizar y alimentar la red de corriente alterna conectada en la estación de Zambezi en caso de que se produzca un cero en dicha red.

6.6 Central de Itaipú, Brasil.

En el proyecto de la central de Itaipú en Brasil se encuentra el mayor enlace HVDC construido, hasta que en el año 2010 se completó el enlace de 6400 MW entre Xiangjiaba Dam y Shanghai, de ± 800 kV, pero aun así, dicho enlace supuso y supone uno de los pilares fundamentales de la tecnología HVDC.

¿Cuáles fueron las razones que llevaron a elegir una transmisión, de parte de la potencia, en corriente continua?

La respuesta a esta pregunta, está en el punto anterior de la memoria, cuando se vieron los aspectos beneficiosos de un sistema HVDC frente a uno de corriente alterna.

En este caso, fueron dos razones:

La primera de ellas es que la distancia a salvar era demasiado grande como para poder hacerlo mediante una instalación en corriente alterna, ya que las pérdidas empezaban a ser demasiado importantes

Por otro lado, se estaban interconectando dos sistemas que tenían frecuencias diferentes, ya que la generación de potencia se daba en Paraguay (50 Hz) y se transmitía hasta Brasil (60 Hz).

Para que tener una idea de la envergadura del proyecto que se comenta, se presentan algunos datos técnicos del mismo.

Se trata de una represa hidráulica situada en la frontera de los países de Paraguay y de Brasil, en la cuenca del río Paraná, que supuso un coste total de 15.000 millones de euros.

Para ver las dimensiones que presenta dicha instalación, se presenta a continuación la figura 95.



Fig. 95 Imagen aérea de la presa de Itaipú.

En el año 2007 se terminó por completo el proyecto, ya que la represa amplió su capacidad de generación de potencia, pasando de los 12.600 MW a los 14.000 MW, siendo esta la potencia final de la central, debido a la puesta en marcha de las dos últimas turbinas.

Se completó así el proyecto de la central de Itaipú, contando en sus instalaciones con 20 turbinas, cada una de ellas de 700 MW, permitiendo así, que 18 de las 20 turbinas funcionen permanentemente, mientras que dos están en mantenimiento.

Esta central produce en promedio 90 millones de MWh, alcanzando en 2008 la cifra de 94,7 millones de MWh, record de producción que fue superado años después por la Presa de las Tres Gargantas en China.

Como dato curioso, esta energía producida por la represa en el año 2008, sería suficiente para abastecer el consumo energético de todo el mundo durante dos días, para abastecer durante un año a un país como Argentina, o durante once años a Paraguay.

Estos datos de la central hablan por ellos mismos, dejando claro la importancia de este proyecto para estos países y para el resto del mundo, ya que la instalación HVDC realizada supuso un paso adelante en el desarrollo de esta tecnología, al ser durante varios años el enlace de mayor distancia realizado en esta tecnología.

Dicho enlace realizado por la empresa ABB, une las estaciones de Foz do Iguaçu y de Ibiúna, como se puede ver en el mapa 15.



Mapa 15. Mapa con los enlaces HVDC de la central de Itaipú. Fuente: High Voltage Direct Current Transmission System.

Entre esas dos estaciones se instalaron dos enlaces HVDC usando la tecnología clásica o LCC, ambos con configuraciones bipolares y a una tensión de ± 600 kV, llamados bipolo 1 y bipolo 2, cubriendo unas distancias de 785 y 805 km respectivamente.

La transmisión de potencia se inició en el bipolo 1 en octubre del año 1984 con una tensión de ± 300 kV y en julio de 1985 con los actuales ± 600 kV.

Fue en el año 1987 cuando empezó a operar en el bipolo 2, cerrando así el enlace HVDC.

Estos enlaces se llevan a cabo mediante líneas aéreas, las cuales transmiten cada una de ellas 3150 MW, lo que hace un total de 6300 MW de potencia transmitida.

Tanto el esquema HVDC como el existente en corriente alterna, se puede observar en el diagrama 23.

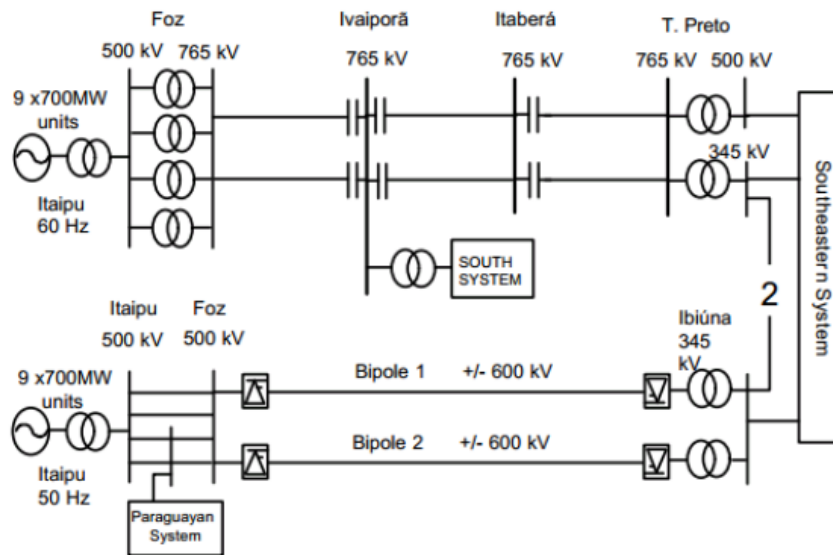


Diagrama 23 Esquema de transmisión de potencia en AC y en DC.

Como se puede apreciar, el esquema está representado con la potencia existente antes de la última ampliación que se llevó a cabo en el año 2007, como se comentó anteriormente.

En la actualidad serian 20 turbinas (10 en 50 Hz y 10 en 60 Hz) con una potencia de 14.000 MW.

Por último, la figura 96 muestra una de las estaciones de conversión existentes a ambos lados del enlace HVDC.



Fig. 96 Estación de conversión de uno de los enlaces HVDC.

Con esto, lo que se pretende es mostrar las dimensiones de una estación de conversión de este tipo, que en este caso es de un tamaño bastante considerable debido a la gran transmisión de potencia que se lleva a cabo en este enlace HVDC.

6.7 Presa de las Tres Gargantas, China.

Sin duda, se trata de uno de los grandes hitos de la ingeniería moderna en términos constructivos, ya no solo por las dimensiones faraónicas que presenta la presa, sino también en cuanto al sistema de transmisión de potencia en corriente continua, que junto con el existente en la central de Itaipú, son las dos referencias más importantes de la tecnología LCC dentro de los sistemas HVDC.

Esta presa está situada en el curso del río Yangtsé en China, se empezó a realizar en el año 1994 y se terminó en julio del año 2012, con un coste total aproximado de 17.857 millones de euros.

La potencia instalada de la presa es de 22.500 MW, generada por un total de 34 turbinas, colocándose así como la central hidroeléctrica con más potencia del mundo, por delante de la presa de Itaipú. Es capaz de cubrir el 3 % de la demanda eléctrica de China cuando funciona a plena capacidad.

En la figura 97 se puede ver una imagen aérea de la presa, para poder tener una idea de las dimensiones de la misma.



Fig. 97 Visión aérea de la presa de las Tres Gargantas, en China.

Las dos zonas extremas de la presa, son las que están destinadas a la producción de energía eléctrica, siendo la longitud de la presa de 2.058 Km.

La potencia que se genera en la central, se transmite a las regiones de China central, China oriental, Sichuan y Guangdong por medio de más de 10.000 km de líneas tanto en corriente alterna como en corriente continua.

Los dos motivos principales por los que se decidió establecer el sistema HVDC para la transmisión de parte de la potencia generada son:

- Las redes de corriente alterna de China central y oriental y Guangdong no están sincronizadas, por lo que mediante la utilización de un sistema en corriente alterna, habría sido muy difícil garantizar unos márgenes adecuados de estabilidad
- Las largas distancias que hay que superar, ya que suponen un aumento importante de las pérdidas si este transporte se realiza en corriente alterna, además de un mayor derecho de paso en ese caso.

Como dato, para el transporte de 3.000 MW serían necesario 5 líneas de corriente alterna, mientras que bastaría con una línea de corriente continua, reduciéndose el tamaño del corredor de paso, suponiendo una ventaja considerable.

Son tres los enlaces HVDC que transportan la energía desde la presa de las Tres Gargantas, hacia las zonas que se comentaron anteriormente.

Esta transmisión se realiza mediante líneas aéreas de configuración es bipolar, a una tensión de ± 500 kV, cubriendo dichas líneas una distancia de entre 890 y 940 km.

En el mapa 16 se muestra un mapa donde se localizan estos tres enlaces HVDC desde la presa hacia las zonas costeras del país.



Mapa 16. Mapa donde se muestran los tres enlaces HVDC.

Los tres enlaces de los que se hablan son los siguientes:

- Tres Gargantas – Changzhou: de 3.000 MW en servicio desde el año 2003.
- Tres Gargantas – Guangdong: de 3.000 MW en servicio en el año 2004.
- Tres Gargantas – Shanghai: de 3.000 MW en servicio desde el año 2007.

A continuación, se muestra en la figura 98 una imagen aérea de una de las estaciones de conversión existentes entre los enlaces HVDC.



Fig. 98 Estación de conversión de uno de los enlaces HVDC

Se usan válvulas formadas por tiristores, entre 84 y 90 por válvula, pudiéndose ver en la figura 99 la colocación de dichas válvulas en el interior de un edificio suspendidas del techo, siendo esta la configuración habitual para esta tecnología.



Fig. 99 Interior del edificio de válvulas de una de las estaciones de conversión.

6.8 Jinping-Sunan, China

Hace unos pocos años, en el año 2013, ABB diseñó, construyó y suministró el equipo necesario para poner en marcha la línea de transmisión más potente del mundo en China de una capacidad de transmisión de 7.200 MW.

La presa es en forma de arco, creando un embalse a 305 metros de altura, lo que supone que sea el más alto del mundo hasta la fecha.

En la figura 100 se puede ver la presa con la forma descrita anteriormente, una vez ya terminadas las obras de su construcción.



Fig. 100 Presa de arco Jinping I, en China.

La tensión máxima que soporta es de ± 800 kV, que se denomina UHVDC (“Ultra High Voltage Direct Current”, en sus siglas en inglés). Principalmente ABB suministró los transformadores, las válvulas y sistemas de control para las estaciones convertidoras. Alcanza un máximo de 5 kA de corriente continua.

La longitud del cable es de 2090 km desde una estación de generación hidroeléctrica en Jinping en el centro oeste de China, hasta la costa este del país altamente industrializada en Sunan.

La central hidroeléctrica está compuesta por 6 turbinas, cada una de ellas con una capacidad de 600 MW de potencia, siendo la potencia total instalada de 3.600 MW, para producir entre 16 y 18 TWh (billones de kWh) al año.

Sin embargo, esta capacidad total no se alcanzará hasta el año 2015, que es cuando se instalaran las últimas turbinas en la central.

Desde los años 1960 llevan en marcha los proyectos tanto de Jinping I como de Jinping II, siendo la capacidad conjunta de 8.400 MW, cuyos objetivos principales de este proyecto son el suministro de energía para la expansión de la industrialización y la urbanización del país, mejorar la protección frente a las inundaciones y evitar la erosión.

Recalcar, que esta presa se realizó en ese lugar del río, debido a que la longitud de la curva es de 150 km, pero la parte de aguas abajo del río en el lado opuesto, solo está separado por 16 km, existiendo entre esa distancia una caída de 310 metros de altura, lo que crea unas condiciones idóneas para poder instalar una presa para la producción de energía eléctrica.

Comentando las características del enlace HVDC existente en este proyecto, es un enlace que une las ciudades de Yulong con Tongli, necesario para transmitir la potencia desde esta central hidroeléctrica.

Los factores por los que se decidió llevar a cabo dicha transmisión mediante la corriente continua son:

- la gran cantidad de potencia que se pretendía transportar hacia otras ciudades de China.
- Las grandes distancias de transmisión que se plantean en el proyecto, siendo esta solución la única viable.

De hecho, se trata del enlace con el nivel de tensión y la capacidad de transmisión de potencia más elevada de los existentes en el mundo, junto con ser también el que cubre una mayor distancia.

En el mapa 17 se puede ver el recorrido del enlace:



Mapa 17. Localización del enlace HVDC entre Yulong y Tongli

Es un enlace en corriente continua a un nivel de tensión de ± 800 kV, formado por líneas aéreas con una configuración bipolar, recorriendo una distancia aproximada de 2090 km.

Este enlace está construido con la tecnología LCC, es decir, las válvulas están formadas por tiristores cuya tensión de bloque es de 8 kV, siendo estos componentes proporcionados por la empresa Siemens.

La potencia que es capaz de transportar este enlace es de 7.200 MW en su modo de operación normal, pudiendo llegar a transmitir hasta 7.600 MW en un modo de sobrecarga continua.

Además, puede transportar como máximo 7.920 MW en condiciones de emergencia durante un periodo máximo de dos horas.

Para terminar se muestra la figura 101 en la que se puede apreciar la sala de válvulas de una de las estaciones de conversión situadas a ambos lados del enlace, siendo esta fotografía proporcionada por la organización China Electric Power Research Institute.



Fig. 101 Sala de válvulas en el enlace Jinping I.

6.9 Rio Madeira, Brasil.

Este enlace es el más largo del mundo, cubre una distancia de 2375 km de longitud, entre las centrales hidroeléctricas en el río Madeira, en la cuenca del Amazonas, al noroeste de Brasil, hasta, cerca de Sao Paulo en el sureste de Brasil donde hay una creciente demanda de energía en el mapa 18 se muestra lo que atraviesa este enlace.



Mapa 18. El enlace Rio Madeira atraviesa todo Brasil.

Se adjudicó a ABB por el Grupo Abengoa y en el año 2013 comenzó a funcionar. ABB proporciona dos estaciones convertidores de potencia total 3150 MW cada una, y una estación back to back de 800 MW. Las dos primeras se sitúan en los extremos de la línea de transmisión, y la tercera unidad transmite la potencia a la red de AC en el noroeste de Brasil. Esta instalación incluye condensador conmutado de convertidor (CCC), en lugar de los convertidores convencionales para cargas eléctricas locales, proporcionando energía continua e incluso el control de tensión y potencia en las redes eléctricas débiles en el noroeste de Brasil.

6.10 Interconexión Murraylink, Australia.

Se trata de una instalación la cual tiene implementada la tecnología VSC o HVDC Light.

Es una interconexión subterránea entre las regiones de Australia del Sur y Victoria, que fue puesta en servicio en el año 2002.

Los motivos por los cuales se adoptó una conexión mediante la corriente, son principalmente dos:

- El primero de ellos es la necesidad de realizar una transmisión de potencia entre ambas regiones, aspecto que se puede ver que se repite como factor determinante a la hora de decantarse por una conexión en corriente alterna.
- El segundo factor es algo diferente, ya que lo que se buscaba con este enlace, era controlar las tensiones de las redes de corriente alterna que estaban situadas en los alrededores.

Normalmente, estas redes AC trabajaban con unas variaciones de la tensión demasiado elevadas, sin embargo, estas variaciones empezaron a volverse prácticamente insignificantes cuando este enlace empezó a funcionar.

Las dos estaciones de conversión a cada lado del enlace, están situadas en Berry, en la región de Australia del Sur, mientras que la otra estación está situada en Red Cliffs, en la región de Victoria.

El mapa 19 muestra el lugar donde se sitúa el enlace que une las dos regiones que se han citado.



Mapa 19. Mapa del enlace HVDC Light en Australia.

A continuación se pueden ver dos imágenes, las cuales corresponden a las estaciones de conversión, siendo ambas proporcionadas por la empresa ejecutora del proyecto, como es ABB.



Fig. 102 Estación de conversión en Berry, Australia del Sur.



Fig. 103 Estación de conversión en Red Cliffs, Victoria.

Como se puede ver en la figura 102 y en la figura 103 las estaciones de conversión presentan un diseño bastante agradable, no suponiendo un problema estético ya que la mayor parte de los equipos instalados consiguieron ubicarse en el interior de los edificios.

La interconexión subterránea entre esas dos estaciones, se realiza mediante dos cables, cubriendo una distancia de 176 km, estableciéndose así como la transmisión subterránea de mayor distancia mediante el uso de la tecnología VSC.

El uso de estos cables enterrados por las mismas zonas de paso que ya existían con anterioridad, junto con una nueva siembra de la zona después de haber realizado la obra, hicieron que este proyecto tuviera una aceptación muy elevada de la población, además de la facilidad para la obtención de las licencias pertinentes.

Otras ventajas de esta instalación subterránea, es que se eliminan tanto las fallas que se producen por los rayos, como los riesgos de incendios de arbustos o árboles próximos debido a estas fallas.

El enlace es capaz de transmitir una potencia de 220 MW a una tensión de ± 150 kV, uniendo las dos estaciones comentadas anteriormente, donde la estación de Berri está a 132 kV y la estación de Red Cliffs está a 220 kV.

En el diagrama 24 se muestra el esquema de esta conexión HVDC Light entre las dos estaciones de conversión.

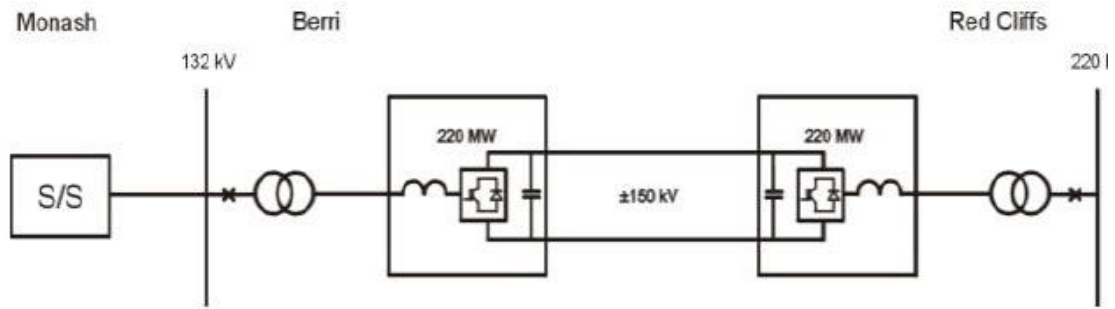


Diagrama 24 Esquema de la interconexión HVDC Light de Murraylink

De este proyecto, hay dos aspectos ambientales que se pueden destacar:

- En el año 2002, ganó Case EARTH Award de la excelencia medioambiental, debido a las buenas prácticas y a la innovación en la dirección de proyectos de obra civil, otorgado por The Civil Contractors Federation of Australia.
- Este proyecto fue reconocido en el año 2003 con el Engineering South Australia Award, por el Instituto de Ingenieros de Australia.

Para terminar, se muestra en la figura 104 en la que se aprecia un momento de las obras de colocación de los cables sobre el terreno, antes de ser enterrados.



Fig. 104 Colocación de cables en el enlace Murraylink.

6.11 Gran proyecto de transporte de energía de ultra alta tensión de China.

Un proyecto de transmisión de energía con una corriente continua de ultra alta tensión que va de oeste a este está funcionando sin contratiempos en China y ha permitido el transporte de más de 100.000 millones de KWh de electricidad limpia.

La energía se ha transportado desde la central hidroeléctrica de Xiluodu, en el suroeste de China, hasta la provincia oriental de Zhejiang, informó el viernes la Corporación de la Red Eléctrica Estatal de China.

La línea, de 1.680 kilómetros, comenzó a funcionar en 2014 y durante la época de mayor demanda en el verano aportó hasta el 17 por ciento de la energía de Zhejiang, con lo que se evitó el consumo de 30 millones de toneladas de carbón y se ayudó a reducir las emisiones de dióxido de carbono en unos 85 millones de toneladas.

China ha trabajado mucho para desarrollar este tipo de transporte de corriente continua de ultra alta tensión y otras tecnologías relacionadas con las energías limpias.

La ultra alta tensión es la que iguala o supera los 1.000 kilovoltios en corriente alterna y los 800 kilovoltios en corriente continua. Puede llevar grandes cantidades de energía a lo largo de distancias largas con menos pérdida energética que en las líneas que se usan más habitualmente, de 500 kilovoltios.



Fig. 105 Estación para líneas de ultra alta tensión en China.

6.12 Autopista Eléctrica en Canadá.

Siemens y Mortenson han completado con éxito las estaciones de conversión de potencia de corriente continua de alta tensión (HVDC) de 500 kilovoltios para el cliente Manitoba Hydro. Dichas estaciones de conversión son una parte integral del proyecto de transmisión Bipole III, una línea de transmisión que actuará como una «autopista de electricidad» entre Canadá y Estados Unidos.

Este importante proyecto refuerza la fiabilidad del suministro de electricidad de Manitoba, Canadá, al reducir la dependencia de las líneas de transmisión HVDC existentes, al tiempo que garantiza un transporte de baja pérdida de energía renovable desde las estaciones generadoras del norte para satisfacer los crecientes requerimientos de energía.

Las estaciones de conversión de HVDC son subestaciones especializadas que admiten la conversión de energía eléctrica de corriente alterna de alta tensión (HVAC) a corriente continua de alta tensión (HVDC) o viceversa, un componente crítico para interconectar sistemas de energía independientes.

Estas son las principales características del proyecto Bipole III:

- Las estaciones de conversión Bipole III incluyen la estación de conversión Keewatinohk en el norte de Manitoba, cerca de la bahía de Hudson, y la estación de conversión de Riel, cerca de Winnipeg, en la región sur de la provincia.
- Las estaciones de conversión tienen una capacidad de transmisión de 2.000 megawatts (MW), suficiente para satisfacer más del 40 por ciento de la demanda de electricidad máxima de la provincia.
- Esta tecnología permitirá a Manitoba Hydro integrar y entregar energía renovable limpia, al tiempo que mejora la fiabilidad de la red y permite el reparto de energía.
- Tras su puesta en marcha, Bipole III suministrará energía renovable al sur de Manitoba y los Estados Unidos, ayudando a reducir la dependencia de los combustibles fósiles.

El consorcio entre Siemens y Mortenson fue responsable del suministro del equipo convertidor HVDC y las instalaciones asociadas: Siemens proporcionó el diseño del sistema, la fabricación, el suministro y la puesta en marcha de la tecnología central HVDC, mientras que Mortenson brindó ayuda en el diseño y en los servicios de construcción para la infraestructura de soporte, incluida la construcción de la estación de conversión, filtros de aire acondicionado y subestaciones transformadoras de corriente continua.

La ubicación remota de la estación de conversión Keewatinohk y las condiciones extremas del clima invernal, presentes en ambos sitios, supusieron interesantes desafíos de logística y construcción para el equipo.

La puesta en marcha exitosa de Bipole III requirió sinergia entre el cliente, Manitoba Hydro, y el consorcio formado por Siemens y Mortenson, un respeto mutuo por la experiencia de los demás y un enfoque preciso en los objetivos y resultados del proyecto.



Fig. 106 Estación de conversión de Keewatinohk.

Conclusiones.

Según los objetivos, en esta tesis se describió el principio de funcionamiento y los componentes principales de un sistema de transmisión de energía de Corriente Directa en Altas tensiones (HVDC), estos serán de vital importancia para la selección de este sistema en futuros proyectos y se identificó que la Corriente Alterna en la transmisión de energía tiene una longitud crítica de entre 400 km y 700km en líneas aéreas y en líneas subterráneas y submarinas es de 40 km, en la cual esta deja de ser rentable por que la reactancia en estos sistemas suele ser proporcional a la longitud de la línea obteniendo grandes pérdidas a partir de las distancias señaladas anteriormente y como opción para sustituirla encontramos el sistema HVDC por lo que se concluye que para la transmisión de tensiones muy elevadas, especialmente a grandes distancias, el sistema HVDC supera notablemente al sistema HVAC, también se conocieron las distintas ventajas que ofrece este sistema en comparación con los sistemas de transmisión de CA como son el control de la potencia transmitida, la reducción del efecto corona, menores costos de operación y mantenimiento, no tiene problemas de estabilidad, no existen pérdidas por reactancia, en la mayoría de casos solo necesita de dos conductores, suelen ocupar torres de menor tamaño y el ancho de paso de las mismas se reduce, dadas las razones anteriores se acepta la hipótesis; en cuanto a las desventajas que se presentan con el uso de esta forma de transmisión son que las estaciones convertidoras generan corrientes armónicas por lo cual se deben de instalar filtros tanto para el lado de CD como para la CA, las estaciones de conversión suelen consumir potencia reactiva para que funcionen correctamente, además de que estas estaciones suelen ser más robustas que una subestación de CA y por consecuencia aumenta su costo.

Tras realizar una investigación longitudinal retrospectiva y documental se concluye que en términos económicos una estación de conversión del sistema HVDC suele tener un alto costo pero este se ve equilibrado por el bajo costo que tiene la línea de transmisión en CD y las bajas pérdidas que conlleva; los aspectos sociales y ambientales que influyen para optar por un sistema HVDC son la gran cantidad de energía que se suministrara a las diferentes comunidades obteniendo así una disminución del impacto visual que generan las torres de transmisión y una generación de ozono por parte del campo electromagnético de los cables similar al de un proceso natural.

Finalmente constatamos las razones por las cuales países como China, entre otros, han optado por la tecnología de transmisión de energía HVDC, lamentablemente en México no se han logrado concretar este tipo de proyectos por razones que desconocemos, pero no existe duda de que muy pronto tendremos este tipo de tecnología en nuestra red eléctrica

Conclusiones Personales.

Erick Palma Andrés.

En un futuro no muy lejano la transmisión en corriente directa será el principal tipo de transmisión en países desarrollados. Ya se puede notar que las grandes potencias están involucrándose e invirtiendo más en este tipo de transmisión, pues es muy necesaria debido a los grandes beneficios que se reflejan a largo plazo, la inversión es remunerable y es por ello que se piensa, que será la mejor alternativa para la transmisión de energía a altas tensiones.

Este trabajo se realizó con el fin de dar a conocer todas las ventajas y beneficios que se tienen con la transmisión de energía en corriente directa, mostrando porque es una buena alternativa para la transmisión de energía en un futuro no muy lejano, debido a que las necesidades de los seres humanos siempre van en crecimiento, con el uso de esta alternativa se beneficiará gran parte de la población mundial que se encuentra en constante desarrollo, y mirando más a futuro se podrá beneficiar el sector de la población que tiene poco acceso a la energía eléctrica, pensando que todas las personas deben de gozar de los beneficios y aprovechar de la mejor manera las energías que son indispensables y utilizables en el día a día.

Especialmente este trabajo se destinó al uso de corriente directa para la transmisión de energía, no se enfocó en el uso de corriente directa para alimentar cargas, en general, hay que aclarar que casi todos los aparatos eléctricos que usamos en casa funcionan internamente en corriente directa, solo las lámparas de incandescencia y los tubos fluorescentes funcionan con corriente alterna. Las bombillas tradicionales y halógenas, podrían funcionar indistintamente en alterna o continua. El resto de aparatos funcionan con corriente continua, necesitando bajarla a baja tensión y rectificando a continua internamente.

En la industria, los motores de corriente directa tienden a tener una eficiencia mayor, en comparación de los de corriente alterna, la principal ventaja es que el mantenimiento es mucho menor y el motor en sí es más pequeño y más ligero, además de que se puede controlar más fácilmente la velocidad de giro.

Edwin Ignacio Ortiz Noriega.

Debido al incremento poblacional mundial cada vez es necesario producir energía en cantidades mayores por lo que requerimos sistemas de transmisión de energía más eficientes las cuales proporcionen una menor cantidad de pérdidas y la conservación de la potencia, para esto es necesario optar por nuevas tecnologías.

La tecnología HVDC tiene un futuro prometedor debido a los beneficios que ofrece en comparación con la transmisión de energía en CA, es necesario mencionar que la CD únicamente será capaz de sustituir a la CA en longitudes mayores a los 400 km teniendo costos de mantenimiento menores, torres de transmisión de menor tamaño y un mejor control de la energía entre otras características.

La innovación de esta tecnología no quiere decir que al desarrollarse vamos a tener únicamente sistemas HVDC en nuestros sistemas de potencia, lo que puedo visualizar a futuro son sistemas híbridos de transmisión de energía donde se combine la CA y la CD obteniendo los mejores beneficios que estas nos ofrecen, mejorando nuestros sistemas eléctricos cumpliendo con la calidad, continuidad de servicio, regulación de tensión y control de la frecuencia que implica un sistema eléctrico de potencia.

Como se mencionaba, los sistemas híbridos permitirán a las distintas industrias escoger qué tipo de corriente requieren y cuál será la que les aporte mayores beneficios y menores costos de utilización. Otra característica por la que pueden optar las distintas industrias es por colocar estaciones convertidoras que les permitirán cambiar CD por CA o viceversa, pero esto ya dependerá de estas mismas y de las cargas eléctricas con las que cuenten estas mismas y la innovación que quieran crear.

Para finalizar, este trabajo se realizó con la finalidad de dar a conocer a la comunidad universitaria otra opción para transmitir energía eléctrica en altas tensiones como lo es HVDC, en este trabajo se abordaron temas de importancia como fueron los componentes, configuraciones, ventajas y sistemas HVDC, etc. Lo cual considero que son pilares de importancia para despertar el interés en futuros ingenieros a trabajar con esta tecnología de CD aprovechando sus múltiples características y poderlas aplicar en nuestro sistema eléctrico nacional.

Bibliografía.

Libros.

- 1.-Gönen, T. (2009). Electric Power Transmission System Engineering Analysis and Design - Segunda edición). Nueva York: CRC Press.
- 2.-Wildi, T. (2007). Máquinas Eléctricas y Sistemas de Potencia. (Sexta Edición). México: PEARSON Education.
- 3.-Kim, Ch., Sood, V.K., y Jang, Gil. (2009). HVDC Transmission: Power Conversion Applications in Power Systems. Asia: John Wiley & Sons.
- 4.-Rashid, M. H. (2004). Electrónica de potencia: circuitos, dispositivos y aplicaciones. (Tercera Edición). México: PEARSON Education.

Trabajos de Grado.

- 5.-Rodríguez, I. (2016). Transporte de energía eléctrica por corriente continua. Trabajo Fin de Grado no publicado, Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales y de Telecomunicación, Universidad de Cantabria, España.

Obtenida de:

<https://repositorio.unican.es/xmlui/bitstream/handle/10902/9151/386942.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

- 6.-López, G. (2015). Comparativa Técnica y Económica entre el Transporte de Corriente de Energía en Corriente Alterna y en Corriente Continua. Proyecto Fin de Carrera no publicado, Escuela Técnica Superior de Ingeniería, Universidad de Sevilla, España.

Artículos.

- 7.-Barazarte, R. (2013). La Batalla de las Corrientes: Edison, Tesla y el nacimiento del sistema de potencia. Revista Prisma Tecnológico, Vol. 4, pág. 51-53.

Disponible en:

<https://revistas.utp.ac.pa/index.php/prisma/article/view/513/508>

- 8.-Arcilla, D.J. (2010). ARMÓNICOS EN SISTEMAS ELÉCTRICOS. IEB.S.A., pág. 1-26.

Disponible en:

http://ingenieros.es/files/proyectos/Armonicos_en_sistemas_electricos.pdf

9.-Colino, A.E., García, R. y Martín, P. (2002). La Batalla de las Corrientes. Revista Técnica Industrial, pág. 25-29.

Disponible en:

<https://www.tecnicaindustrial.es/wp-content/uploads/Numeros/4/36/a36.pdf>

10.-Beléndez, A. (2008). La unificación de luz, electricidad y magnetismo: la “síntesis electromagnética” de Maxwell. Revista Brasileira de Ensino de Física, v. 30, pág. 2601-2601-20.

Disponible en:

<https://www.scielo.br/j/rbef/a/jfcMcZXBb3dvkCrNzyVmVgP/?format=pdf&lang=es>

11.-Pech, P.J., Cabrera, V.M. y Sellschopp, F.S. (2013). Ingeniería en Alta Tensión de Corriente Directa, HVDC (High Voltage Direct Current). Instituto Tecnológico de la Laguna, División de Estudios de Posgrado e Investigación.

Disponible en:

https://www.usfx.bo/nueva/vicerrectorado/citas/TECNOLOGICAS_20/Ingenieria%20Electrica/56.pdf

12.-Larruskain, D.M., Zamora, I., Mazón, A.J., Abarrategui, O. y Monasterio, J. (2005). Transmission and Distribution Networks: AC versus DC. University of the Basque.

Disponible en:

http://www.solarec-egypt.com/resources/Larruskain_HVAC_to_HVDC.pdf

Páginas Web.

13.-ABB. HVDC: Una tecnología para la eficiencia energética y la fiabilidad de las redes.

Disponible en:

https://www.voltimum.es/sites/www.voltimum.es/files/pdflibrary/hvdcefficiencyandreliability_040908_1.pdf

14.-Procedimientos para el estudio y análisis de perturbaciones armónicas.

Disponible en:

http://circuitor.com/docs/procedimientos_sp.pdf

15.-PRE-BASES DE LICITACIÓN PARA LA ADJUDICACIÓN DEL CONTRATO DE GESTIÓN Y OPERACIÓN DE LA INFRAESTRUCTURA DE TRANSMISIÓN PARA LA INTERCONEXIÓN ENTRE EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL (SIN) Y EL SISTEMA ELÉCTRICO DE BAJA CALIFORNIA (BC) (2017).

Disponible en:

<https://licitaciontransmision.energia.gob.mx/Content/Docs/Prospecto%20Informativo%20de%20la%20Transaccio%CC%81n.pdf>

16.-CENACE. Proyecto de Interconexión Baja California - Sistema interconectado Nacional.

Disponible en:

https://licitaciontransmision.energia.gob.mx/Content/Docs/Proyecto_Interconexion_BC-SIN.pdf

17.-Gov.mx. OBRAS DEL PROYECTO INTERCONEXIÓN BC-SIN.

Disponible en:

<https://licitaciontransmision.energia.gob.mx/LicitacionTransmision/Proyecto>

19.-CFE: Línea de Transmisión de Corriente Directa, Yautepec – Ixtepec.

Disponible en:

https://www.proyectosmexico.gob.mx/proyecto_inversion/024-linea-de-transmision-de-corriente-directa-yautepec-ixtepec/

20.-Cap. 3. FUENTES DE ARMÓNICAS.

Disponible en:

<http://www2.elo.utfsm.cl/~ipd411/archivos/apuntes/papers-Capitulo3.pdf>

21.-Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional Rosario. Transmisión de Energía con Corriente Continua en Alta Tensión.

Disponible en:

https://www.frro.utn.edu.ar/repositorio/catedras/electrica/5_anio/transmision_distribucion_energia_electrica/files/U8_Transmisi%C3%B3n%20de%20energ%C3%ADa%20con%20Corriente%20Continua%20en%20AT.pdf

22.-ABB. HVDC.

Disponible en:

<https://new.abb.com/systems/hvdc>

Informes Técnicos.

23.-CENACE. (2016).Diagramas Unifilares del Sistema Eléctrico Nacional 2016-2021. Programa de ampliación y modernización 2016-2030.

<https://www.cenace.gob.mx/Docs/MercadoOperacion/ModGralPlaneacion/Mod%20Gral%20Planeaci%C3%B3n%202016-2021%20Diagramas%20Unifilares%20RNT%20y%20RGD%20del%20MEM.pdf>

24.- Siemens AG. Power Engineering Guide.(2017). (Edition 8.0). Alemania. Publicis Pixelpark.
siemens.com/power-engineering-guide