



ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL.
Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación

"LA TRANSMISION DC DE ENERGIA ELECTRICA"

INFORME DE MATERIA DE GRADUACIÓN

Previa a la obtención del Título de:
INGENIERO EN ELECTRICIDAD ESPECIALIZACION POTENCIA

Presentada por:
JOHNNY NOE PICO BRIONES
ITALO FORTUNATO OROZCO LEMA

Guayaquil - Ecuador

Año: 2012

AGRADECIMIENTO

Los autores estamos agradecidos a todas las personas que hicieron posible este trabajo.

Al Ing. José Layana director de la materia de graduación que con su apoyo y conocimiento nos guió a lo largo de todo el proyecto.

A nuestros padres, familiares y amigos por su apoyo incondicional durante toda la carrera universitaria.

DEDICATORIA

A Dios por regalarme una maravillosa familia y que nos siga bendiciendo siempre. A mis padres que con su apoyo constante e incondicional siempre creyeron en mí durante toda la carrera universitaria, en especial a mi papá el Ing. Johnny Pico Pérez que con su ejemplo de constancia y perseverancia nunca perdió la fe en mí. A mi madre la Psc. Ed. Bella Briones Ortiz que con su infinito amor siempre me brinda su consejo y comprensión, a mi hermano Jorge Pico por estar siempre junto a mí y a mi querida enamorada Diana Bloise que en esta última etapa de mi carrera ha estado siempre para apoyarme. Para todos mis familiares y amigos va dedicado este trabajo.

“Lo importante en la vida no es caer, sino saber levantarse”.

Johnny Pico Briones

DEDICATORIA

A nuestro padre Dios que es el ser todo poderoso, a mi padres quienes les debo absolutamente todo, Segundo Fidel Orozco Samaniego que con su apoyo total e incondicional me ayudo a cumplir un sueño, a mi madre Inés Mercedes Lema Arévalo quien me ayudo a salir adelante en buenas y malas situaciones, formarme como ser humano, con ética y valores morales, no solo es mi madre, es mi mejor amiga, a mis hermanos Blanca y Geovanni, a mi tío Luis Alberto Lema Arévalo, a mi prima Alexandra, a mi sobrino Geovanni Alexander Orozco Freire, a los profesores de la ESPOL especialmente al Ing. Carlos Julio Villafuerte Peña, por brindarme su amistad, contar con sus conocimientos, consejos y experiencias tanto personales como profesionales, y a todos los amigos de nuestra carrera.

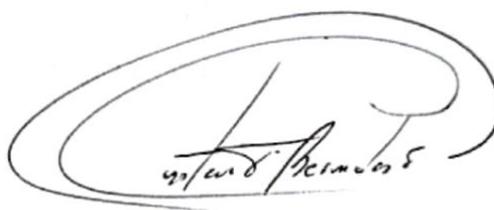
Ítalo Orozco Lema

TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN



ING. JOSE LAYANA

PROFESOR DE LA MATERIA
DE GRADUACIÓN



ING. GUSTAVO BERMUDEZ

PROFESOR DELEGADO POR EL DECANO

DECLARACIÓN EXPRESA

La responsabilidad del contenido de trabajo de graduación, nos corresponde exclusivamente; y el patrimonio intelectual de la misma a la ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL

(REGLAMENTO DE GRADUACIÓN DE LA ESPOL)



JOHNNY NOE PICO BRIONES



ITALO FORTUNATO OROZCO LEMA

CONTENIDO

AGRADECIMIENTO.....	I
DEDICATORIA.....	II
TRIBUNAL DE SUSTENTACION.....	IV
DECLARACION EXPRESA.....	V
RESUMEN.....	VII
INDICE GENERAL.....	VIII
INDICE DE FIGURAS.....	XIII
INDICE DE TABLAS.....	XVI
GLOSARIO DE TERMINOS.....	XVIII

RESUMEN

La transmisión de grandes bloques de energía eléctrica a largas distancias o entre sistemas eléctricos, ha dado lugar a que la transmisión en HVDC se convierta en un complemento importante a la transmisión convencional de corriente alterna. En este sentido, se elabora este trabajo de graduación que tiene la finalidad de analizar el proyecto de transmisión de potencia en DC en la interconexión eléctrica entre Ecuador y Perú.

En el primer capítulo, se realiza una breve reseña histórica sobre los inicios de la transmisión en DC y se describen los proyectos más importantes HVDC en el mundo.

En el segundo capítulo, se resume las definiciones y conceptos necesarios sobre la transmisión HVDC para el desarrollo de este proyecto de tesis.

En el tercero y cuarto capítulo, se hará una explicación sobre las interconexiones entre los sistemas eléctricos de potencia y se describe el proyecto de interconexión entre los sistemas de Ecuador y Perú. Así mismo, se plantea la propuesta para el análisis de tres alternativas de interconexión, como son: AC a 500 KV, Back to Back (Híbrida) y DC.

En el quinto capítulo, se realiza una comparación técnica y económica de las tres alternativas de interconexión realizando un análisis de estabilidad para demanda mínima y máxima; calculando los costos de inversión y los costos de las pérdidas para cada alternativa.

Finalmente se compara los resultados obtenidos para determinar la alternativa más conveniente desde el punto de vista técnico y económico para la interconexión.

ÍNDICE GENERAL

CAPITULO 1: INTRODUCCION A LA TRANSMISION EN DC

1.1. Introducción.....	2
1.2. Antecedentes históricos de la transmisión en DC.....	5
1.3. Proyectos mas importantes en transmisión de HVDC.....	7
1.3.1. Itaipú, BRASIL.....	7
1.3.2. Leyte – Luzon, FILIPINAS.....	9
1.3.3. Rihand – Delhi, INDIA.....	10
1.3.4. Garabi, Interconexión entre ARGENTINA y BRASIL.....	11
1.3.5. Gotland energía eólica, SUECIA.....	13
1.3.6. Directlink, AUSTRALIA.....	15

CAPITULO 2: TEORIA DE LA TRANSMISION HVDC

2.1. Introducción.....	18
2.2. Comparación de la tecnología HVDC y HVAC.....	19
2.3. Configuraciones.....	21
2.3.1. Grupo de válvula doce pulsos.....	23
2.3.2. Modulo del tiristor.....	24
2.3.3. Subestación de configuración.....	25
2.4. Aplicaciones de los convertidores HVDC.....	29
2.5. Arreglos del convertidor HVDC.....	31
2.6. Consideraciones económicas.....	33
2.7. Consideraciones del medio ambiente.....	35

2.7.1. Los efectos corona y de campo.....	36
2.8. Operación del convertidor DC.....	38
2.8.1. Conmutación.....	39
2.8.2. Ángulos del puente convertidor.....	41
2.8.3. Ecuaciones del puente convertidor DC en estado estable.....	42
2.8.4. Relación de cortocircuito.....	46
2.8.5. Fallas en la conmutación.....	47
2.8.6. Capacitores en serie con subestaciones convertidores DC.....	49
2.9. Comparación de la transmisión de potencia de alta tensión DC y AC...	51
2.10. Control y protección.....	56
2.10.1. Corriente de margen.....	58
2.10.2. Voltaje dependiente del límite de corriente de orden (VDCOL).....	59
2.10.3. Control del voltaje AC.....	60
2.10.4. Controles con fines especiales.....	63
2.11. Áreas de desarrollo para convertidores HVDC.....	65
2.12. Ventajas y desventajas de la transmisión DC.....	67
CAPITULO 3: INTERCONEXION DE DOS SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA	
3.1. Introducción.....	70
3.2. Interconexión con el Perú a 230 KV.....	73
3.3. Justificación de la evaluación de la interconexión entre dos sistemas de potencia.....	74

CAPITULO 4: RECOPIACION DE LA INFORMACION PREVIA

4.1. Introducción.....	76
4.2. Representación de los sistemas de potencia.....	76
4.3. Interconexión entre sistemas de potencia.....	77
4.3.1. Interconexión con HVAC.....	77
4.3.2. Interconexión con HVDC.....	79
4.4. Consideraciones para determinar los costos de transmisión AC y DC.....	83
4.5. Costos de la estación DC.....	85
4.5.1. Rango del sistema de potencia.....	86
4.5.2. Voltaje DC.....	87
4.5.3. Voltaje AC.....	89
4.6. Calculo de costos de la estación convertidor DC.....	90
4.7. Costo de equipos DC.....	90
4.8. Perdidas en la estación convertidor en DC.....	91
4.9. Descripción del proyecto de interconexión con Perú.....	91
4.9.1. Situación actual del proyecto.....	94
4.9.2. Costos de inversión del proyecto.....	95

CAPITULO 5: ANALISIS COMPARATIVO ENTRE LAS ALTERNATIVAS

5.1. Interconexión en AC.....	97
5.1.1. Interconexión actual (Operación radial).....	98
a) Análisis para demanda mínima.....	100
b) Análisis para demanda máxima.....	103
5.1.2. Interconexión de los dos sistemas a nivel de 230 KV.....	106

a) Análisis para demanda mínima.....	107
b) Análisis para demanda máxima.....	110
5.1.3. Interconexión de los dos sistemas a nivel de 500 KV.....	112
a) Análisis para demanda mínima.....	113
b) Análisis para demanda máxima.....	116
5.2. Interconexión en DC.....	119
5.2.1. Interconexión Punto a Punto.....	120
a) Estimación de costo de la estación convertidor.....	120
b) Estimación de costo de los equipos DC.....	121
5.2.2. Interconexión con estación Back to Back.....	122
a) Estimación de costo de la estación convertidor.....	122
b) Estimación de costo de los equipos DC.....	123
5.3. Análisis Técnico – Económico de las alternativas de interconexión....	124
5.3.1. Alternativa AC a 500 KV.....	125
a) Costo de inversión.....	125
b) Costo de pérdidas.....	126
5.3.2. Alternativa Back to Back (Híbrida).....	128
a) Costo de inversión.....	128
b) Costo de pérdidas.....	128
5.3.3. Alternativa DC (Punto a Punto).....	130
a) Costo de inversión.....	130
b) Costo de pérdidas.....	131
5.3.4. Comparación entre las alternativas.....	132

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

APENDICES

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1. Interconexión ITAIPU, BRASIL.....	7
Figura 1.2. Interconexión LEYTE – LUZON, FILIPINAS.....	9
Figura 1.3. Interconexión RIHAND – DELHI, INDIA.....	10
Figura 1.4. Interconexión entre ARGENTINA Y BRASIL.....	11
Figura 1.5. GOTLAND ENERGIA EOLICA, SUECIA.....	13
Figura 1.6. DIRECTLINK, AUSTRALIA.....	15
Figura 2.1. Relación potencia/distancia de las líneas HVAC y HVDC.....	20
Figura 2.2. Comparación del costo de los sistemas HVAC y HVDC en función de la longitud de la línea de transporte.....	21
Figura 2.3. Norma gráfica de los símbolos para válvulas y puentes.....	22
Figura 2.4. Configuración de circuito eléctrico de la base grupos de la válvula de seis pulsos con su transformador convertidor en conexión estrella-estrella.....	23
Figura 2.5. El grupo de la válvula de doce pulsos con configuración de dos transformadores convertidor. Uno con conexión en estrella-estrella y el otro en la conexión estrella-delta.....	24
Figura 2.6. Los componentes de los módulos tiristor que constituyen una válvula o Quadrivalvula.....	25
Figura 2.7. Ejemplo de una subestación HVDC.....	26
Figura 2.8. Conexiones monopolar y bipolar de los puentes convertidor HVDC.....	29
Figura 2.9. Arreglos del convertidor de puente HVDC.....	33
Figura 2.10. Formas de la onda del Voltaje y Corriente asociada con el Convertidor de puentes DC.....	40

Figura 2.11. Configuraciones para la aplicación de capacitores serie en las subestaciones HVDC.....	50
Figura 2.12. Características de estado estable Ud-Id para un sistema HVDC de dos terminales.....	58
Figura 2.13. Diseño del sistema de control HVDC.....	60
Figura 3.1. Centrales e Interconexiones Internacionales.....	72
Figura 3.2. Línea de Transmisión entre la S/E Machala y la S/E Zorritos....	73
Figura 4.1. Sistema eléctrico de potencia representado por el equivalente thevenin.....	76
Figura 4.2. Dos sistemas eléctricos interconectados se pueden representar por medio de dos masas giratorias unidas por un eje.....	78
Figura 4.3. Configuración de enlace HVDC.....	81
Figura 4.4. Costo de Instalación en por unidad vs. Sistema de potencia para la transmisión de punto a punto.....	86
Figura 4.5. Costo de instalación por unidad vs. voltaje de polo DC para transmisión punto a punto.....	88
Figura 4.6. Costo de instalación en por unidad vs. Voltaje de Barra AC.....	89
Figura 4.7. Interconexión con Perú. Primera Etapa – Operación Radial Bidireccional Ecuador – Perú.....	92
Figura 4.8. Interconexión con Perú. Segunda Etapa – Operación interconectada (Back to Back) 125 MW.....	93
Figura 4.9. Interconexión con Perú. Tercera Etapa – Operación Interconectada (Back to Back) 250 MW.....	94
Figura 5.1. Diagrama de interconexión radial entre el sistema peruano y la provincia de El Oro.....	99
Figura 5.2. Curva “Potencia vs Angulo”, para demanda mínima en Operación Radial.....	102

Figura 5.3. Curva “Potencia vs. Angulo”, para demanda máxima en Operación Radial.....	105
Figura. 5.4. Diagrama de interconexión de los dos sistemas de potencia a 230 KV.....	106
Figura 5.5. Diagrama “Potencia vs Angulo”, para demanda mínima a nivel 230 KV.....	110
Figura 5.6. Diagrama “Potencia vs Angulo”, para demanda máxima a nivel 230 KV.....	112
Figura. 5.7. Diagrama de interconexión de los dos sistemas de potencia a 500 KV.....	112
Figura. 5.8. Diagrama “Potencia vs Angulo”, para demanda mínima a nivel 500 KV.....	116
Figura 5.9. Curva “Potencia vs Angulo”, para demanda máxima a nivel de 500 KV.....	119
Figura 5.10. Diagrama de Interconexión Punto a Punto.....	120
Figura 5.11. Diagrama de Interconexión Back to Back.....	122

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1. Cuatro sistemas HVDC representativos para el análisis de costos de la Subestación.....	34
Tabla 2.2. Distribución promedio de los costos HVDC seguro de tres proveedores HVDC.....	35
Tabla 3.1. Exportaciones e importaciones de energía en el MER-2006.....	71
Tabla 4.1. Elementos Genéricos para comparación de costos.....	84
Tabla 4.2. Costos del sistema DC como un porcentaje del costo total del proyecto.....	90
Tabla 4.3. Costos de las etapas del proyecto de interconexión con Perú....	95
Tabla 5.1. Análisis de Estabilidad para demanda mínima en operación radial.....	102
Tabla 5.2. Análisis de Estabilidad para demanda máxima en operación radial.....	102
Tabla 5.3. Análisis de Estabilidad para demanda mínima a nivel de 230 KV.....	109
Tabla 5.4. Análisis de Estabilidad para demanda mínima a nivel de 500 KV.....	115
Tabla 5.5. Análisis de Estabilidad para demanda máxima a nivel de 500 KV.....	118
Tabla 5.6. Costo de los equipos de estación punto a punto para las especificaciones dadas (250 MW, \pm 500 KV DC, 230 KV AC).....	121
Tabla 5.7. Costo de los equipos de estación “back to back” para las especificaciones dadas (250 MW, 230 KV AC).....	123
Tabla 5.8. Costo de Inversión para la Alternativa AC a 500 KV.....	126
Tabla 5.9. Perdidas de Potencia de la línea AC a 500 KV.....	127

Tabla 5.10. Costo de Perdidas de la línea AC a 500 KV.....	127
Tabla 5.11. Costo de Inversión para la Alternativa Back to Back.....	128
Tabla 5.12. Perdidas de Potencia de la línea AC a 230 KV.....	129
Tabla 5.13. Costo de Perdidas de la línea AC a 230 KV.....	129
Tabla 5.14. Costo de Inversión para la Alternativa DC.....	130
Tabla 5.15. Perdidas de Potencia de la línea DC a 500 KV.....	131
Tabla 5.16. Costo de Perdidas de la línea DC a 500 KV.....	132
Tabla 5.17. Comparación de costos de las alternativas AC y DC.....	133

GLOSARIO DE TERMINOS

A

AC: Corriente alterna.

Amplitud de rizado: Es el valor máximo de la diferencia instantánea entre el valor promedio y el valor instantáneo de una onda pulsante unidireccional.

Angulo de disparo: El tiempo, expresado en grados eléctricos, entre el nivel de polarización directa de una válvula y el disparo de la válvula. También se llama ángulo alfa o retraso.

Angulo de encendido (β): El ángulo de desfase de un inversor y es igual a $\pi - \alpha$ grados eléctricos.

Angulo de extinción (δ): El tiempo, expresado en grados eléctricos, después de la corriente de extinción en una válvula antes de la aparición de la tensión de polarización en la válvula. También se llama gamma o ángulo o margen. Es la suma del ángulo de retraso α y el ángulo de superposición o un rectificador, se expresa en grados.

Angulo de extinción (avanzado) (γ): El ángulo de extinción de un inversor y es igual a $\pi - \gamma$ grados eléctricos. Se define como el ángulo de tiempo entre el final de la conducción y la inversión de la señal de la tensión sinusoidal de conmutación de la fuente.

Angulo de margen de conmutación (ζ): El ángulo entre el final de la conducción y la inversión de la señal de la tensión no sinusoidal a través de la válvula de salida de un inversor. En condiciones normales, el ángulo de margen de la conmutación es igual al ángulo de extinción avanzado.

Angulo de retraso (α): El tiempo, expresado en grados eléctricos, por el cual el punto de conmutación se retrasa la puesta en marcha. No puede superar los 180° . También se le llama ángulo de encendido o el ángulo de disparo.

Angulo de superposición (u): El tiempo, expresado en grados eléctricos, en los que dos válvulas envueltas en un proceso de conmutación al conducir corriente al mismo tiempo, durante el cual la corriente es conmutada entre dos elementos de rectificación. En funcionamiento normal, es menos de 60° y suele oscilar entre los 20° y 25° a plena carga.

Arckback: Un fenómeno polivalencia en el que lleva a cabo una válvula en la dirección contraria.

C

CAN: Comunidad Andina de Naciones.

Capacidad de cortocircuito: En por unidad, el cuadrado del voltaje de operación en por unidad dividido por la impedancia en por unidad. En megavolts-amperios, el cuadrado del voltaje de línea a línea dividida por la impedancia en ohmios. Una medida de la fortaleza del sistema AC.

CENACE: Centro Nacional de Control de Energía de Ecuador.

CIER: Comisión de Integración Eléctrica Regional.

COES: Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional de Perú.

Conmutación: La transferencia de la corriente de una válvula a otra en secuencia.

Control de amortiguación: Un método de control DC en el que se modula la transferencia de potencia a fin de oponerse a las oscilaciones de la máquina en el sistema AC.

Convertidor: Una máquina, dispositivo o sistema para cambiar la potencia AC y viceversa.

D

DC: Corriente directa.

Diodo convertidor: Un convertidor de construcción de válvulas de diodo.

Disparo (de una válvula): La aplicación de corriente de puerta a una válvula para el establecimiento del avance de la corriente de conducción.

E

Efectos del Ion: Los efectos ambientales derivados de los iones producidos por el campo eléctrico de una línea de transmisión.

G

GTO: Tiristor bloqueable por puerta.

H

HVDC: Alto voltaje de corriente directa.

I

IEC: Comisión Electrotécnica Internacional.

IGBT: Transistor Bipolar de Puerta Aislada.

IIRSA: Integración de la Infraestructura Regional Suramericana.

Inversor: Un convertidor para cambiar la corriente continua a corriente alterna.

M

MERCOSUR: Mercado Común del Sur.

Modo inversor: El convertidor de modo de operación en que la potencia es transferida desde el sistema DC al sistema AC.

Modo rectificador: El convertidor de modo de operación en que la potencia es transferida desde el sistema AC al sistema DC.

N

Número de pulsos: El número de conmutaciones que ocurren en un convertidor en un ciclo del voltaje AC de la línea. Igual al número de válvulas en un convertidor DC.

O

Onda: La componente AC de la fuente de alimentación de DC derivado de fuentes dentro de la fuente de alimentación. Se expresa en el pico, pico a pico, raíz cuadrada (RMS) voltios del promedio de la raíz, o como porcentaje del promedio de la raíz cuadrada. Desde que los convertidores HVDC tienen grandes reactores suaves DC, aproximadamente de 1H, la corriente continua resultante es constante (es decir, libre de rizado). Sin embargo, la tensión directa en el lado de la válvula del reactor ha suavizado la ondulación.

P

Polo: Las partes de un sistema DC que están conectados eléctricamente y tienen una polaridad de tensión directa común con respecto a tierra.

Puente: La configuración de válvulas utilizadas para la construcción de un convertidor.

R

Reactor DC: Un reactor inductivo entre la salida DC del convertidor y la carga. Se utiliza para suavizar el rizado de la corriente directa adecuadamente, para reducir las tensiones y corrientes armónicas en la línea DC, y para limitar la magnitud de la corriente de falla. También se conoce como un reactor suave.

Rectificador: Un convertidor para cambiar la corriente alterna a corriente continua.

Relación de corto-circuito: La relación de la capacidad de corto circuito del sistema AC al nivel de transferencia de potencia DC en un convertidor. Una

medida de la variación relativa del voltaje AC y la estabilidad causada por la operación del convertidor. Los valores son menores a 2.5 se consideran en general baja.

REP: Red de Energía de Perú.

Resistencia equivalente de conmutación (R_c): Es la relación de la caída de tensión continua y la corriente continua. Sin embargo, no consume ninguna potencia.

Retorno a tierra: El uso de la tierra, como vía de retorno de corriente al neutro.

Retorno metálico: El uso de un conductor metálico como vía de retorno de corriente al neutro.

S

Sistema DC Back to Back: Un sistema DC en el que los dos terminales del convertidor están muy cerca y próximo a la barra de trabajo que sirve a la función de transmisión.

Sistema DC bipolar: Un sistema DC con dos polos de polaridad opuesta.

Sistema DC Monopolar: Un sistema DC con una sola polaridad con respecto a la tierra.

Sistema DC Multiterminal: Un sistema DC con tres o más terminales.

SIN: Sistema Nacional Interconectado de Ecuador.

T

Terminal: La instalación DC integrado por el convertidor y sus conexiones asociadas AC y DC, con equipos y auxiliares.

Tiristor (SCR): Un tiristor (rectificador controlado de silicio) es un dispositivo semiconductor con un ánodo, un terminal del cátodo, y una puerta para el control de disparo.

V

Válvula: Un dispositivo controlable o no controlable capaces de conducir corriente en una sola dirección cuando están sesgados. Válvulas modernas DC consisten en conjuntos de muchos tiristores.

INTRODUCCION

El tema de este trabajo de graduación es “LA TRANSMISION DE ENERGIA ELECTRICA EN DC”. Este tipo de transmisión de energía no convencional ha venido siendo una alternativa viable en varios países de todo el mundo hace más de tres décadas. En la actualidad, con el rápido desarrollo de los equipos de electrónica de potencia, especialmente de los convertidores, transmitir en DC se ha vuelto una opción rentable para el planificador del sistema de transmisión de potencia.

Debido a que una de las principales aplicaciones de los convertidores es permitir el intercambio de energía entre sistemas eléctricos de potencia adyacentes, nuestro objetivo principal es realizar una comparación técnica y económica en tres alternativas de interconexión para los sistemas entre Ecuador y Perú.

La metodología aplicada para desarrollar nuestro estudio se basa en el procedimiento deductivo lógico; es decir, se comienza con los conceptos generales para la transmisión de potencia en DC y luego se analiza un caso en particular. Además, se utiliza la herramienta computacional Microsoft Excel 2010 para los cálculos y la elaboración de las tablas; mientras que MATLAB 2008 para la elaboración de las curvas de estabilidad.

CAPÍTULO 1

INTRODUCCION A LA TRANSMISION EN D.C.

1.1. Introducción [1].

En las últimas tres décadas, la transmisión de energía de alto voltaje de corriente directa HVDC se ha convertido en un complemento importante a la corriente alterna (AC) de transmisión de energía convencional.

Es bien sabido que para transmisión de energía eléctrica a largas distancias y por cable submarino se puede calcular una "distancia del punto de equilibrio" más allá del cual la corriente directa es económicamente ventajosa.

También se sabe que las conexiones asíncronas entre los sistemas se puede hacer usando convertidores "back-to-back" ac-dc-ac, cuando la distancia del punto de equilibrio es cero. El cálculo de la distancia de un punto de equilibrio, de la cual hablaremos más adelante, es un paso común para el planificador del sistema de servicio público cuando se comparan las alternativas de corriente alterna y corriente directa.

Para las evaluaciones de las opciones de corriente alterna y corriente directa, el costo y el valor de la utilidad de los atributos de las dos tecnologías deben ser consideradas. La oportunidad del flujo de potencia desde las regiones de superávit a las regiones de deficiencia puede ser ventajosa económicamente y mejoran la confiabilidad del sistema en general.

El sistema de transmisión de corriente directa puede desempeñar un papel clave en el escenario, sin embargo, se debe comparar con una alternativa de corriente alterna realmente equivalente.

Más adelante examinaremos las diferencias de los costos genéricos entre los sistemas de corriente directa y corriente alterna; y para identificar

situaciones en las que corriente directa es claramente ventajosa para larga distancia y para el transporte de gran cantidad de energía.

Actuales y futuras mejoras esperadas para el funcionamiento del sistema de corriente alterna también se identifican para ayudar a hacer comparaciones entre los sistemas equivalentes. Puesto que hay diferencias técnicas y operativas entre las dos tecnologías se debe tener cuidado al hacer comparaciones.

En primer lugar, los requisitos de la operación del sistema deben ser definidos. Esto permite que las capacidades inherentes de los sistemas de corriente alterna y corriente continua deben estar debidamente identificados para ser comparados, de manera que sean operativamente equivalentes, es decir, las evaluaciones económicas deben considerar los sistemas de igual rendimiento siempre que sea posible.

Sin embargo, algunas características no se prestan a fáciles evaluaciones comparativas. Ejemplos de corriente continua o corriente alterna y la planificación de estrategias operativas que podrían conducir a la apreciable reducción de los costos totales son los siguientes:

- El uso de sistemas de control estáticos VAR para alcanzar la máxima economía y proporcionar control del voltaje de alta velocidad para la mejora de la estabilidad en la transmisión de corriente alterna.
- El uso de capacitores en serie para reducir la impedancia del sistema de transmisión.
- El uso de capacitores serie de alta velocidad de inserción para la mejora de la estabilidad.
- El uso de un rápido ajuste de la impedancia de transmisión de modulación de los flujos de corriente alterna para permitir una mayor estabilidad dinámica de cargas.

- Diseño de estaciones de transformación de corriente directa y líneas para la economía de carga y mínimos efectos del campo eléctrico, además de una mayor transmisión de energía en un solo derecho de vía.
- El uso de conexiones back-to-back asíncronas para permitir el control del flujo de la carga interregional.
- La modulación de los flujos de corriente directa para permitir una mayor estabilidad dinámica de cargas en líneas paralelas de corriente alterna o en contiguos sistemas de corriente alterna y para proporcionar asistencia rápida entre los sistemas.
- Modulación del convertidor de absorción de reactivo de corriente directa que permita la asistencia para el control de voltaje de corriente alterna.
- Combinar la modulación de corriente continua y la absorción de reactivos para optimizar la asistencia de corriente alterna y la eficiencia de corriente directa.
- Conexiones asincrónicas ac-dc-ac de estaciones de generación en el sistema de alimentación de corriente alterna para reducir el costo de los generadores y para aislarlos de las perturbaciones del sistema de corriente alterna.
- Mejoramiento del sistema de control de potencia y sistemas de protección contra la utilización y adaptación de técnicas digitales.
- El uso de interruptores de alta velocidad y de relés para reducir el impacto de las perturbaciones del sistema en la estabilidad.
- El uso de dispositivos de absorción momentánea de energía (generador de resistencias de frenado).
- Desarrollo incremental o por etapas de los sistemas de corriente directa según lo determinado por el crecimiento de la carga y el incentivo para retrasar el desembolso de los fondos de capital.

1.2. Antecedentes históricos de la Transmisión en DC [2].

La transmisión de potencia se llevó a cabo inicialmente en la década de 1880 utilizando corriente directa (DC). Con la disponibilidad de transformadores (por la intensificación de la tensión para transmisión a larga distancia y para intensificar el uso seguro de la tensión), el desarrollo del motor robusto de inducción (para dar servicio de energía rotatoria a los usuarios), la disponibilidad del generador síncrono superior, y las facilidades de conversión de AC a DC cuando sea necesario, AC poco a poco reemplazó a DC.

Sin embargo, en 1928, con la introducción del control de red en el rectificador de vapor de mercurio alrededor de 1903, los dispositivos electrónicos empezaron a mostrar perspectivas reales para alta tensión en transmisión de corriente directa (HVDC), debido a la capacidad de estos dispositivos para la rectificación y la inversión.

La contribución más significativa a HVDC se produjo cuando el régimen de Gotland en Suecia, en 1954 ejecuto el primer sistema comercial de transmisión HVDC en el mundo. Este era capaz de transmitir 20 MW de potencia a un voltaje de 100 KV y consistía en un solo cable de 96 Km con retorno al mar.

Con el rápido desarrollo de los convertidores (rectificadores e inversores) a mayores voltajes y corrientes más grandes, la transmisión DC se ha convertido en un factor importante en la planificación de la transmisión de potencia. Al principio todos los esquemas HVDC utilizaron válvulas de arco de mercurio, invariablemente monofásicos en construcción, en contraste con las unidades polifásicas de baja tensión utilizadas para aplicaciones industriales. En 1960 el control de electrodos fue añadido a los diodos de silicio, dando control-rectificador-silicio- (SCR o tiristores).

En 1961, el canal de enlace entre Inglaterra y Francia fue puesto en operación. Los sistemas AC fueron conectados por dos conductores de un solo cable submarino (64 Km.) a ± 100 KV con dos puentes cada uno con capacidad de 80 MW. El punto medio de los convertidores se basó en un único terminal con el fin de no permitir que las corrientes a tierra floten. El retorno al mar no se utilizó debido a su efecto en las brújulas empleadas en la navegación de buques. El enlace es un enlace asíncrono entre los dos sistemas con la misma frecuencia nominal (60 Hz).

El cambiador de frecuencia en Sakuma que se puso en funcionamiento en 1965, interconecta los sistemas de 50 Hz y 60 Hz en Japón. Este es el primer enlace DC y se limita a una sola estación. Es capaz de transmitir 300 MW en cualquier dirección con una tensión de 250 KV.

En 1968, en la isla de Vancouver el esquema fue operado a ± 250 KV para abastecer 300 MW y es el primer enlace DC que opera en paralelo con un enlace AC.

En 1970, una adición de estado sólido (tiristores) fue hecho con el esquema de Gotland, con un rango de 30 MW a 150 KV.

También en 1970 en Kingsnorth, el esquema en Inglaterra fue operado con carácter experimental. En este esquema la transmisión de potencia DC por cable subterráneo a ± 200 KV, 640 MW se utilizó para reforzar el sistema AC sin aumentar los interruptores (AC circuit breakers).

La primera estación convertidor utilizando exclusivamente tiristores fue el esquema de Eel-River en Canadá. Ejecutado en 1972, que suministra 320 MW a ± 80 KV DC. El enlace es de longitud cero y conecta dos sistemas AC de la misma frecuencia nominal (60 Hz).

Los mayores tiristores utilizados en válvulas convertidores han bloqueado voltajes del orden de los Kilovoltios y las corrientes del orden 100 amperios. Con el fin de obtener mayores voltajes en las válvulas de tiristores se utiliza una serie única de estos tiristores. Con rangos más altos de corriente requerida, la válvula utiliza directamente tiristores conectados en paralelo con un disipador de calor común.

La más grande estación convertidor tiene rangos del orden de Gigavatios y opera a tensiones de 100 Kilovoltios, y tal vez hasta 1000 Km. de longitud.

A diferencia de una línea de transmisión AC que requiere un transformador en cada extremo, una línea de transmisión DC requiere un convertidor en cada extremo. En el extremo emisor se lleva a cabo la rectificación, en tanto que en el extremo receptor se lleva a cabo la inversión.

1.3. Proyectos más importantes en transmisión de HVDC [3].

1.3.1. Itaipú, Brasil.



Figura 1.1. Interconexión ITAIPU, BRASIL

El proyecto de transmisión HVDC en Itaipú, Brasil; es de propiedad de Furnas Centrais Elétricas S.A. en Río de Janeiro (una empresa Eletrobrás). Es con mucho el más impresionante proyecto de transmisión HVDC en el

mundo. Tiene una potencia nominal total de 6.300 MW y un récord mundial en tensión de ± 600 KV en corriente directa. La transmisión de Itaipú HVDC consta de dos líneas de transmisión bipolar de corriente directa que lleva la energía generada a 50 Hz en la planta de 12.600 MW de energía hidroeléctrica de Itaipú, propiedad de la Itaipú Binacional, a la red de 60 Hz en Sao Paulo, en el centro industrial de Brasil.

La transmisión de potencia se inició en el bipolo 1 en octubre de 1984 con 300 KV y en julio de 1985 con 600 KV, y en bipolo 2 en julio de 1987. Las estaciones de conversión fueron iniciadas por etapas con el fin de coincidir con la capacidad de generación y construcción de la planta hidroeléctrica de Itaipú.

HVDC fue elegido básicamente por dos razones: en parte para ser capaz de suministrar energía a partir de los generadores de 50 Hz al sistema de 60 Hz, y en parte por un enlace HVDC, el cual era económicamente preferible para la larga distancia involucrada. Las estaciones de convertidor de Foz do Iguazu e Ibiúna representan un considerable paso adelante en tecnología HVDC. Las dos estaciones son únicas en su combinación de tamaño y tecnología avanzada.

Datos Técnicos:

Puesta en marcha: 1984 – 1987

Potencia: 3150 + 3150 MW

Voltaje corriente directa: ± 600 KV

Longitud de línea aérea de DC: 785 Km. + 805 Km.

Principales razones de la elección del sistema HVDC: Larga distancia, 50/60 Hz conversión.

1.3.2. Leyte – Luzon, Filipinas.



Figura 1.2. Interconexión LEYTE – LUZON, FILIPINAS

La Corporación Nacional de Electricidad de Filipinas ha construido un enlace monopolar HVDC de 440 MW, 350 KV, para transferir el poder de la planta de energía geotérmica, en la isla de Leyte, a la parte sur de la isla principal de Luzón para alimentar a la red de corriente alterna existente en la región de Manila.

La interconexión HVDC será beneficiosa tanto para la industria y los habitantes de la región de Manila, no sólo a través de la afluencia de energía adicional, pero también a través de los efectos inherentes a la estabilización de un enlace HVDC en la red de corriente alterna.

El uso de la energía geotérmica contribuye de manera significativa a la mejora del medio ambiente tanto a nivel nacional, así como a escala mundial. El enlace HVDC ha estado en operación comercial desde el 10 de agosto de 1998.

Datos técnicos:

Potencia: 440 MW

Voltaje corriente directa: 350 KV

Longitud de la línea aérea: 430 kilómetros

Longitud del cable submarino: 21 Km.

1.3.3. Rihand – Delhi, India.

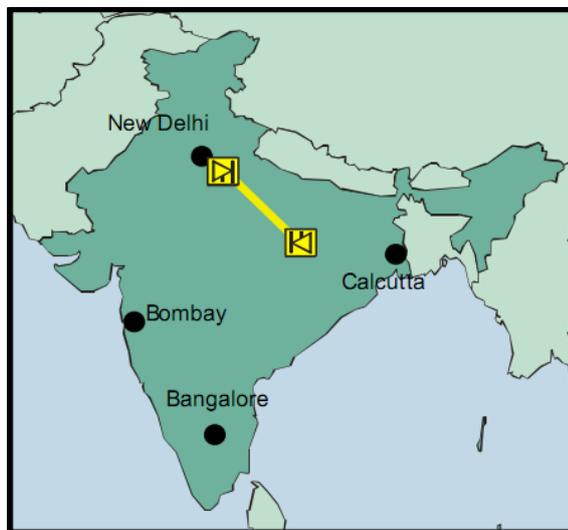


Figura 1.3. Interconexión RIHAND – DELHI, INDIA

La Empresa Nacional de Energía Térmica Cía. Ltda. Construyó una estación de 3000 MW térmicos de energía a base de carbón en el Sonebhadra Distrito del Estado de Uttar Pradesh. Parte de la potencia del complejo de Rihand es llevado por el Rihand-Deli, el cual es un enlace de transmisión HVDC bipolar que tiene una capacidad nominal de corriente directa de 1500 MW a ± 500 KV.

Cierta potencia se transmite a través de las líneas paralelas existentes de 400 KV de corriente alterna.

El objetivo básico del enlace HVDC es transmitir la potencia de Rihand eficientemente a la Región Norte, para satisfacer las necesidades urgentes en la zona. Hubo varias razones por la elección de HVDC en vez de 400 KV de corriente alterna. Las más importantes fueron una mejor economía, reduciendo a la mitad los requisitos de derecho de vía, reducción de pérdidas de transmisión y mejorando la estabilidad y capacidad de control. La transmisión HVDC Rihand-Delhi es el primer enlace HDVC comercial de larga distancia en la India.

Datos técnicos:

Puesta en marcha: 1990

Potencia: 1500 MW

Voltaje de corriente directa: ± 500 KV

Longitud de la línea aérea de corriente directa: 814 kilómetros

Principales razones de la elección del sistema HVDC: larga distancia, la estabilidad.

1.3.4. Garabi, Interconexión entre Argentina y Brasil.

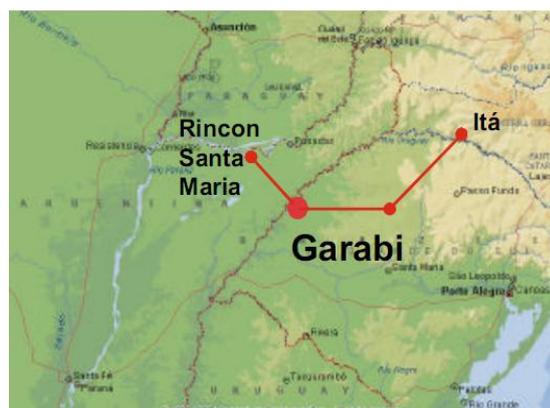


Figura 1.4. Interconexión entre ARGENTINA Y BRASIL

En América del Sur, la desregulación del sector eléctrico ha avanzado mucho en los últimos dos años. El 5 de mayo de 1998, el Ministerio de Energía y Minas, a través de Eletrobrás, Furnas y Gerasul en acuerdo con el gobierno argentino firmó un contrato de 20 años para la importación de 1000 MW de capacidad de energía a una firma asociada a Brasil desde el mercado mayorista de energía, el MEM, en la Argentina. El contrato se firmó con el CIEN, "Companhia de Interconexao Energética", que será responsable de importar. El grupo de CIEN está liderado por las dos empresas ENDESA de España y Chile, respectivamente.

El 18 de mayo el grupo CIEN hizo un pedido de un paquete llave en mano para la transmisión de sistemas de potencia completas, incluyendo la ingeniería, construcción, operación y mantenimiento. El sistema de transmisión consta de 490 kilómetros de 500 KV en líneas aéreas de corriente alterna, entre dos subestaciones, la de Rincón de Santa María en el norte de Argentina y la de Itá en el sur de Brasil. Una estación convertidor HVDC back-to-back de 1100 MW se ubicó en Garabí, en Brasil, cerca de la frontera con Argentina.

Brasil tiene una frecuencia de 60 Hz y la Argentina suministrará a 50 Hz. Por lo tanto la interconexión es de naturaleza asíncrona. Esta interconexión inició la operación comercial a principios del año 2000. Esta transmisión fronteriza permitirá a ambos países a utilizar los recursos de la electricidad de manera más eficiente y rentable. La energía adquirida por Eletrobrás se comercializará entre los sistemas interconectados en el Sur, Sureste, Centro, y Oeste. Asimismo, contribuirá a aumentar el suministro de energía y la fiabilidad de estos sistemas. También permitirá el comercio de energía secundaria entre los dos países.

Datos técnicos:

Potencia: 1100 MW

Voltaje corriente directa: 70 KV

1.3.5. Gotland Energía Eólica, Suecia.

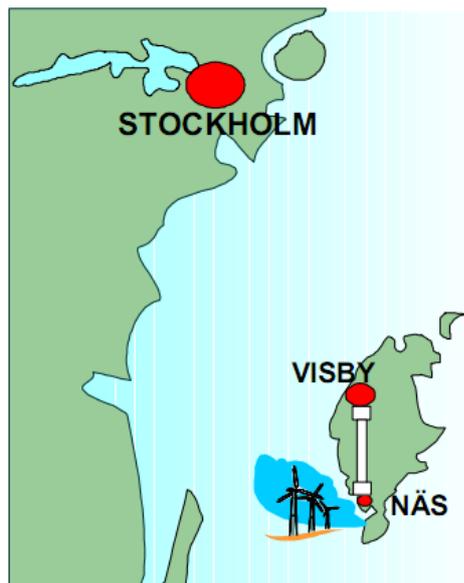


Figura 1.5. GOTLAND ENERGIA EOLICA, SUECIA

En los últimos años el impulso a las energías renovables ha traído la energía eólica a las granjas en la Isla sueca de Gotland, en el mar Báltico.

Hoy en día la isla necesita de una capacidad adicional de transmisión y un mejor medio de mantener la buena calidad de energía debido a la capacidad de energía eólica que se ha ampliado en gran medida en el extremo sur de la isla.

Pero el centro de carga principal es la ciudad de Visby. Por otra parte la sensibilidad del ambiente de la vida silvestre y el hecho de que muchos resorts de vacaciones se encuentran en Gotland, demandan bajo impacto visual en los alrededores.

Por lo tanto, el VSC en combinación con los cables subterráneos de corriente directa fue la elección obvia para este proyecto.

En consecuencia, en 1997, GEAB el proveedor local de electricidad, acordó instalar el primer VSC basado en el sistema de transmisión HVDC en Gotland. GEAB es una filial de Vatenfall AB, que ha financiado el proyecto junto con el Organismo Sueco de Administración Nacional de Energía.

Valorado en 50 MW, la transmisión ha vinculado al parque de energía eólica en el extremo sur de Gotland (NAS) con la ciudad de Visby, a unos 70 Km. de distancia. Se ejecuta en paralelo con la conexión de corriente alterna existente.

Datos técnicos:

Puesta en marcha: 1999

Potencia: 50 MW

Voltaje de corriente directa: ± 80 KV

Longitud del cable de corriente directa: 70 Km.

Principales razones de la elección del sistema HVDC: Aspectos ambientales y calidad de la energía.

1.3.6. Directlink, Australia.



Figura 1.6. DIRECTLINK, AUSTRALIA

Trans Énergie Australia, una filial de Hydro Quebec, y la distribuidora North Power de Nueva Gales del Sur, recibió el 21 de diciembre de 1998 el suministro de equipamiento para la interconexión Directlink.

Directlink empleará VSC y cables de corriente directa para conectar la electricidad de Queensland y Nueva Gales del Sur y redes entre Terranora y Mullumbimby, a una distancia de 65 km. El desarrollo debe ser la vía rápida para permitir la interconexión del servicio en junio de 2000. Directlink estará integrado por un cable subterráneo a lo largo de toda su ruta, evitando el uso de líneas aéreas y minimizando el impacto sobre el medio ambiente.

También hará un seguimiento a los actuales derechos de vía sin la reanudación de la tierra en cuestión. La interconexión empresarial será totalmente financiada por sus usuarios. Consistente con este enfoque, el tamaño final de la interconexión será de aproximadamente 180 MVA (potencia suficiente para suministrar la energía necesitada por 100.000 hogares).

Datos técnicos:

Puesta en marcha: 2000

Potencia: 180 MVA (3 x 50 MW)

voltaje de corriente directa: ± 80 KV

Longitud del cable de corriente directa: 65 Km.

Principales razones de la elección del sistema HVDC: Aspectos ambientales y plazos de entrega cortos.

En el Apéndice A se muestra la Tabla Ap.1 con los sistemas HVDC en servicio o en construcción alrededor del mundo.

CAPÍTULO 2

TEORIA DE LA TRANSMISION HVDC

(HIGH VOLTAGE DIRECT CURRENT)

2.1. Introducción.

A menudo se pregunta, "¿Por qué utilizar transmisión DC?" [5]. Una respuesta es que las pérdidas son menores, pero esto no es correcto. El nivel de pérdidas está diseñado en un sistema de transmisión y está regulado por el tamaño del conductor seleccionado. Conductores DC y AC, ya sea como líneas de transmisión o como cables tanto submarinos como subterráneos, pueden tener menores pérdidas, pero a mayor costo ya que el área de la sección transversal en general se traducirá a menores pérdidas, pero cuestan más.

Cuando los convertidores se utilizan para transmisión DC en lugar de transmisión AC, por lo general por elección económica es impulsada por una de las razones siguientes:

1. Una sobrecarga en la línea de transmisión DC con sus torres se pueden diseñar para ser menos costosa por unidad de longitud que una línea equivalente de AC diseñada para transmitir el mismo nivel de potencia eléctrica. Sin embargo, las estaciones de transformación DC en cada extremo son más costosas que las estaciones terminación de una línea AC y así hay una distancia del punto de equilibrio por encima del cual el costo total de la transmisión DC es menor que la alternativa de transmisión AC. La línea de transmisión DC puede tener un perfil visual más bajo que un equivalente de la línea AC y así contribuye a un menor impacto ambiental. Hay otras ventajas medioambientales a una línea de transmisión DC a través de los campos eléctrico y magnético siendo DC en lugar de AC.

2. Si la transmisión es por submarino o cable bajo tierra, la distancia del punto de equilibrio es mucho menor que en la transmisión aérea. No es práctico tener en cuenta sistemas de cable AC superior a 50 km, pero en sistemas de cable de transmisión DC están en servicio, cuya longitud es de cientos de kilómetros y hasta distancias de 600 km o más se han considerado viables.

3. Algunos sistemas de potencia eléctrica AC no están sincronizados con las redes vecinos a pesar de las distancias físicas entre ellos es muy pequeña. Esto ocurre por ejemplo en Japón, donde la mitad del país es una red de 60 Hz y el otro es un sistema de 50 Hz. Es físicamente imposible conectar los dos juntos por métodos AC para el intercambio de potencia eléctrica entre ellos. Sin embargo, si una estación convertidor DC se encuentra en cada sistema con una interconexión enlace DC entre ellos, es posible transferir flujo de potencia necesaria a pesar del sistema AC para permanecer conectado de manera asíncrona.

2.2. Comparación de la tecnología HVDC y HVAC [4].

A la hora de elegir entre un sistema HVAC (High Voltaje Alternating Current) o HVDC (High Voltaje Direct Current) en la transmisión de energía eléctrica se deben tener en cuenta diversos criterios. Uno de los principales es la viabilidad técnica de realizar el enlace con cada una de las tecnologías.

La Figura 2.1 muestra como la potencia del sistema se mantiene prácticamente independiente de la distancia, mientras con HVAC la capacidad de transmisión disminuye con la longitud de las líneas, debido a sus efectos inductivos. Otra dificultad añadida es el desfase producido por esta misma inductancia entre los dos extremos de la línea, puesto que

puede conducir a la inestabilidad del sistema. Estos problemas no aparecen en los sistemas HVDC por no estar afectados por la inductancia de la línea.

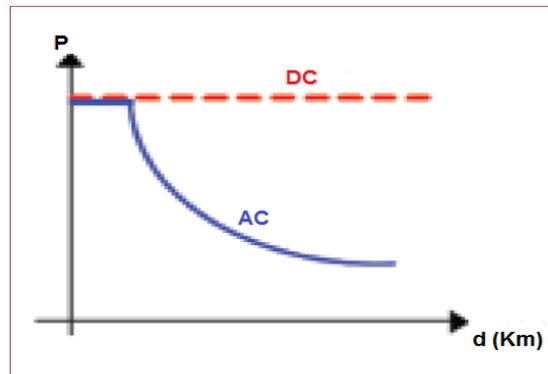


Figura 2.1. Relación potencia/distancia de las líneas HVAC y HVDC [4].

Otro factor técnico básico consiste en la imposibilidad de conectar en corriente alterna dos sistemas que funcionan a diferente frecuencia (asíncronos). En estos casos se hace imprescindible el uso de HVDC independientemente de la distancia que separe ambos sistemas.

En ocasiones, la conexión de los sistemas se realiza en el interior de una subestación, haciendo innecesaria la instalación de líneas de transporte (sistemas back to back).

Cuando es posible implementar un sistema tanto en HVAC como en HVDC, es necesario tener en cuenta otros factores adicionales. Habitualmente, el más importante acostumbra a ser el económico.

A la hora de analizar el costo total de un sistema de transporte será necesario contar con los costos directos de la instalación (líneas y convertidores/transformadores) y los indirectos (perdidas capitalizadas).

La Figura 2.2 muestra la distribución de los costos de las instalaciones HVDC y HVAC en función de la distancia.

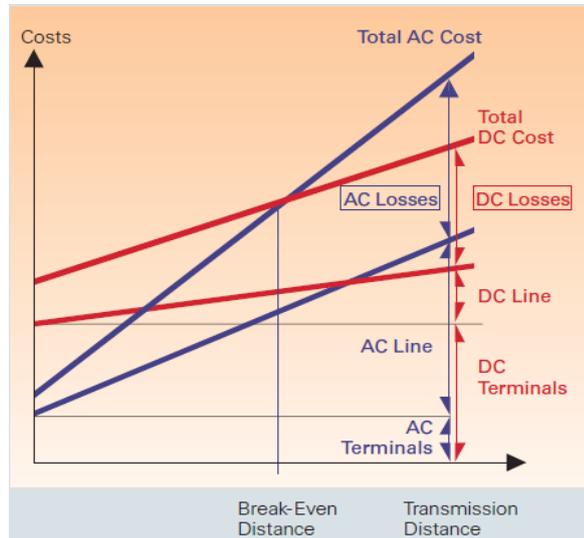
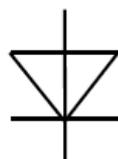


Figura 2.2. Comparación del costo de los sistemas HVAC y HVDC en función de la longitud de la línea de transporte. [7]

2.3. Configuraciones [5].

La parte integral de un convertidor de potencia HVDC es la válvula o el brazo de la válvula. Puede ser no controlable si se construye a partir de uno o varios diodos de potencia en serie o controlable si se construyen a partir de uno o varios tiristores en serie. La Figura 2.3 muestra la Comisión Electrotécnica Internacional (IEC) símbolos de gráficos para las válvulas y puentes. El puente de conexión estándar o convertidor se define como una conexión de doble vía que comprende seis válvulas o brazos de la válvula que está conectado como se ilustra en la Figura 2.4.



Brazo o Válvula no controlable

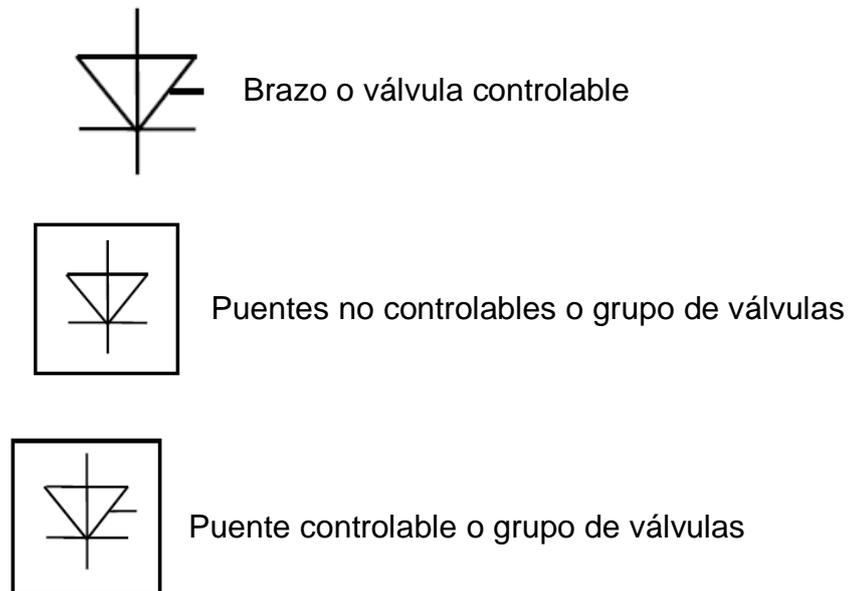


Figura 2.3. Norma gráfica de los símbolos para válvulas y puentes. [5]

El flujo de potencia eléctrica entre el grupo de válvula de HVDC y el sistema AC de tres fases. Cuando la potencia eléctrica fluye en la válvula de grupo DC al sistema AC, esto se considera un rectificador. Si los flujos de alimentación de la válvula de grupo DC al sistema AC, es un inversor.

Cada válvula se compone de muchos tiristores conectados serie en módulos tiristor. La Figura 2.4 representa la red del circuito eléctrico para la configuración del grupo de la válvula de seis pulsos. El grupo de la válvula de seis pulsos era habitual cuando las válvulas fueron de arco de mercurio.

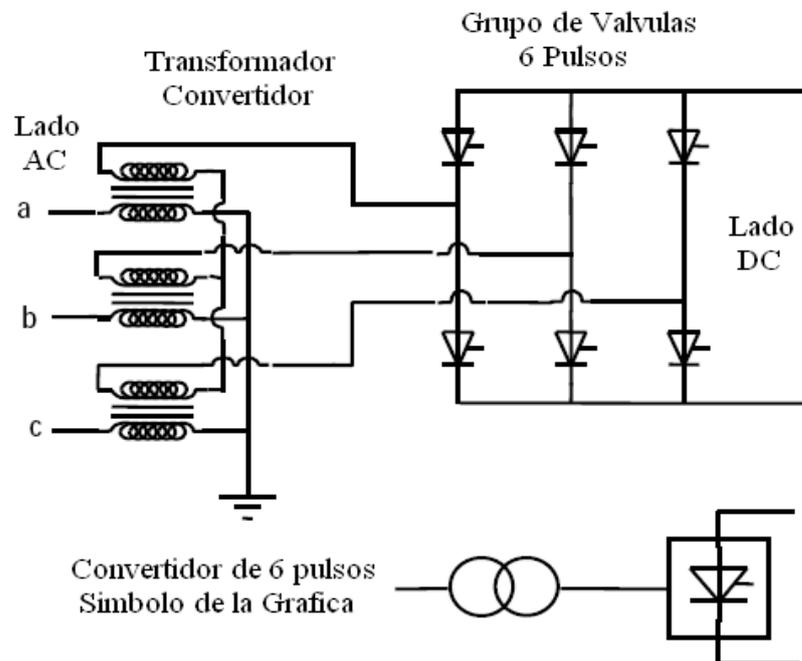


Figura 2.4. Configuración de circuito eléctrico de la base grupos de la válvula de seis pulsos con su transformador convertidor en conexión estrella-estrella [5].

2.3.1. Grupo de válvula doce pulsos.

Casi todos los convertidores de potencia HVDC con válvulas de tiristores se montan en un puente de configuración del convertidor de doce pulsos. La Figura 2.5 muestra el uso de dos transformadores trifásicos con convertidor DC a un lado de la bobina como una conexión en estrella sin conexión a tierra y el otro una configuración delta. En consecuencia, los voltajes AC aplicados a cada grupo de la válvula de seis pulsos que forman el grupo de la válvula de doce pulsos que tiene una diferencia de fase de 30 grados la cual se utiliza para cancelar el lado AC, las 5^{ta} y 7^{ma} corrientes armónicas y el lado DC, el 6^{to} voltaje armónico, lo que resulta en un ahorro significativo en los filtros de armónicos. La Figura 2.5 muestra también el contorno

alrededor de cada uno de los tres grupos de cuatro válvulas en una sola pila vertical. Son conocidos como quadrivalvulas y se ensamblan como una estructura de la válvula apilando cuatro válvulas en serie. Dado que la tensión nominal de los tiristores es de varios kilovoltios, una quadrivalvula de 500 KV puede tener cientos de tiristores individuales conectados en serie en grupos de módulos de la válvula o tiristor. Una quadrivalvula para un convertidor de alta tensión es mecánicamente bastante alta y puede ser suspendido en el techo de la sala de la válvula, especialmente en lugares susceptibles a terremotos.

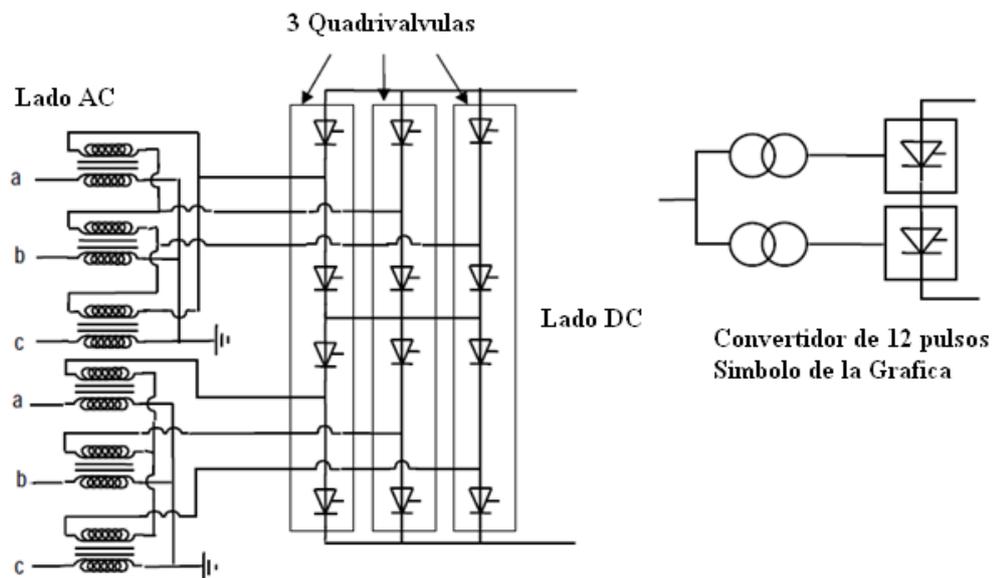


Figura 2.5. El grupo de la válvula de doce pulsos con configuración de dos transformadores convertidor. Uno con conexión en estrella-estrella y el otro en la conexión estrella-delta. [5]

2.3.2. Módulo del tiristor.

Un tiristor o módulo de válvula es la parte de una válvula en un montaje mecánico de tiristores conectados en serie y sus auxiliares inmediatos como disipadores de calor enfriados por aire, agua o glicol, los circuitos de amortiguación y la electrónica de la válvula de disparo.

Un módulo del tiristor es usualmente intercambiable para efectos de mantenimiento y consta de componentes eléctricos, como se muestra en la Figura 2.6.

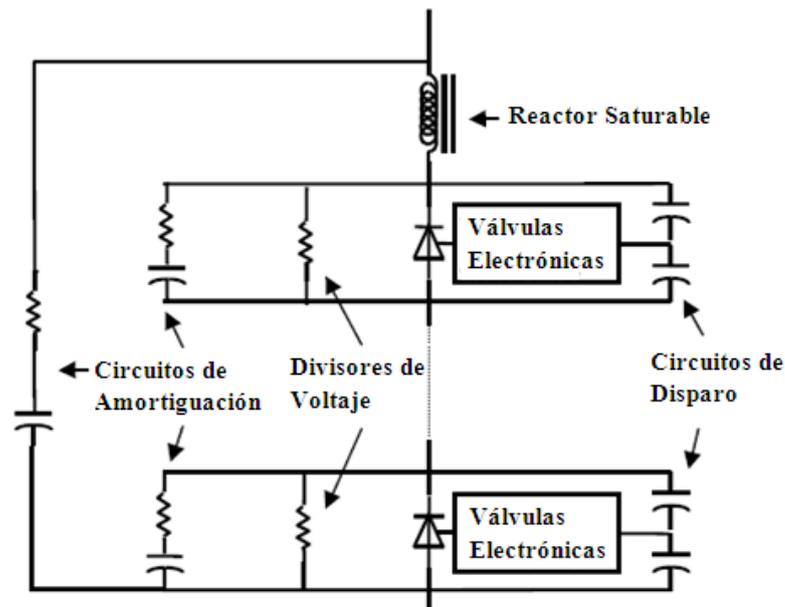


Figura 2.6. Los componentes de los módulos tiristor que constituyen una válvula o Quadriaválvula [5].

2.3.3. Subestación de configuración.

El equipo central de una subestación DC son los convertidores de tiristor que suelen ser alojados en una sala de válvula. Válvulas de aire libre han sido aplicadas, tales como en la línea de transmisión DC "CahoraBassa" entre Mozambique y Sudáfrica. La Figura 2.7 muestra un ejemplo del material eléctrico necesario para una subestación DC. En este ejemplo, dos polos están representados como es el caso habitual y se conoce como la configuración "bipolar". Algunos sistemas de cable DC sólo tiene un polo o la configuración "monopolar" y bien puede utilizar la tierra como una vía de retorno cuando sea permitido o el uso de un cable adicional para evitar corrientes de tierra.

En la Figura 2.7, el equipo esencial en subestación DC, además de los grupos de válvula son los transformadores convertidor. Su objetivo es transformar el voltaje del sistema AC al voltaje del sistema DC que está conectado correctamente del modo que el voltaje DC se deriva de los puentes convertidor. Para una mayor puntuación en subestaciones DC, los transformadores convertidores para la operación de 12 pulsos por lo general constan de unidades de una sola fase, que es una manera rentable de proporcionar unidades de repuesto para una mayor confiabilidad.

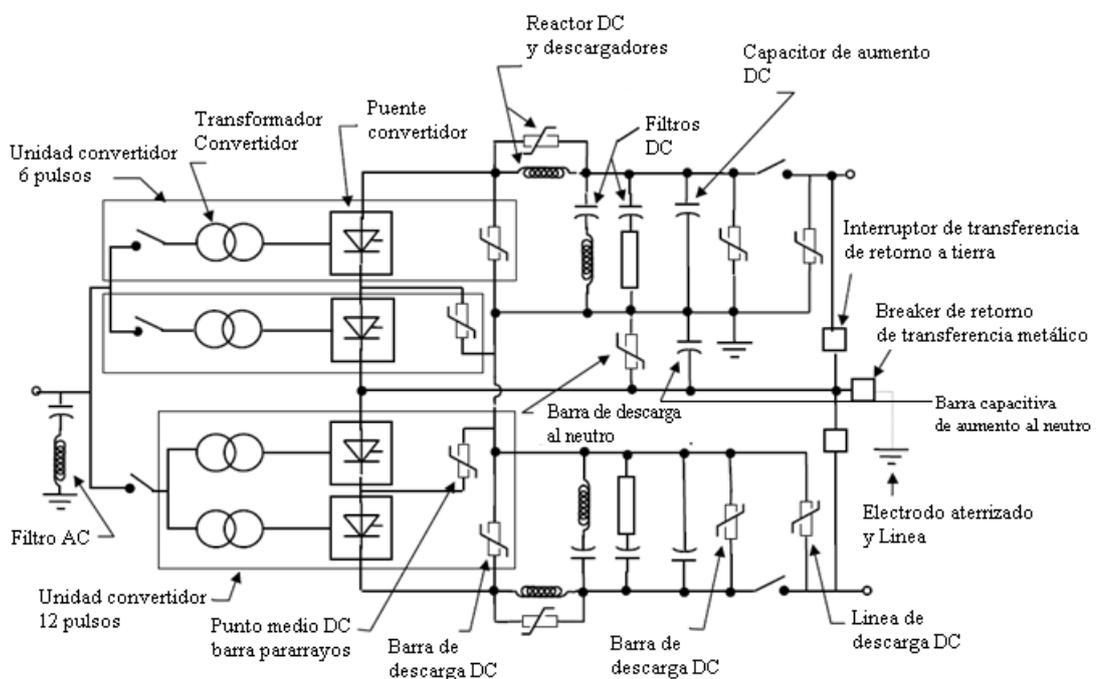


Figura 2.7. Ejemplo de una subestación HVDC [5].

El secundario o devanados secundarios DC de los transformadores convertidor está conectado a los puentes convertidor. El transformador convertidor está ubicado en la subestación, y si el convertidor de puentes se encuentra en la sala de la válvula, la conexión tiene que ser de hecho a través de su pared.

Esto se logra de dos maneras; en primer lugar, con barras de fase aislada, donde los conductores de la barra se encuentran dentro de los conductos de la barra aislados con aceite o SF6 como medio de aislamiento y en segundo lugar, con “bushings” de pared. Cuando se aplica voltajes DC de 400 KV o más, los “bushings” de pared requieren diseños considerables y el cuidado para evitarla ruptura del aislamiento interno o externo.

Filtros armónicos son requeridos en el lado AC, y por lo general en el lado DC. La característica de los armónicos en el lado AC generada por convertidores de 6 pulsos son $6n \pm 1$ y $12n \pm 1$ para convertidores de 12 pulsos donde n es igual a todos los enteros positivos. Filtros AC suelen ser típicamente sintonizado a los armónicos 11, 13, 23 y 25 para convertidores de 12 pulsos. Sintonizando para los armónicos 5 y 7 es requerido si los convertidores se pueden configurar en operación de 6 pulsos.

Los filtros de armónicos en el lado AC se pueden cambiar con interruptores automáticos o disyuntores para dar cabida a estrategias de los requerimientos de potencia reactiva, ya que estos filtros generan potencia reactiva a la frecuencia fundamental.

Una resonancia paralela es naturalmente, creada entre la capacidad de los filtros AC y la impedancia inductiva del sistema AC.

Para el caso especial donde es ligeramente como una resonancia amortiguada y sintonizada en una frecuencia de entre el 2^{do} y el 4^{to} armónico, a continuación, una orden baja de filtro armónico en el 2^{do} o 3^{er} armónico puede ser necesario, incluso por la operación del convertidor de 12 pulsos.

La característica del voltaje armónico en el lado DC generada por un convertidor de 6 pulsos es del orden $6n$ y los generados por un convertidor de 12 pulsos, son del orden de $12n$.

En el lado DC los filtros reducen el flujo de corriente armónica en las líneas de transmisión DC para minimizar el acoplamiento y la interferencia en la frecuencia de la comunicación con los circuitos adyacentes. Donde no hay línea DC, como en la configuración "back-to-back", en el lado DC los filtros quizás no pueden ser necesarios.

Los reactores DC se suelen incluir en cada polo de una estación convertidor. Ellos ayudan a los filtros DC en el filtrado de corrientes armónicas y suavizan en el lado DC la corriente para que de un modo la corriente discontinua no sea alcanzada en la operación baja corriente de carga. Debido a que la tasa de cambio en el lado DC la corriente sea limitada por el reactor DC, el proceso de la conmutación en el convertidor DC se hace más robusto.

Pararrayos a través de cada válvula en el puente convertidor, a través de cada puente convertidor en las subestaciones transformadoras DC y AC se coordinan para proteger los equipos de todo sobre-voltaje, independientemente de su origen. Pueden ser utilizados en aplicaciones no-estándar, tales como la protección del filtro.

Las subestaciones modernas HVDC usan pararrayos de óxido-metálico y su rango de selección se hace con un diseño cuidadoso de coordinación de aislamiento.

2.4. Aplicaciones de los convertidores HVDC [5].

La primera aplicación para los convertidores HVDC era proporcionar punto a punto las interconexiones eléctricas de potencia entre las redes de potencia asíncronas AC. Hay otras aplicaciones que pueden ser atendidas por la transmisión de convertidor HVDC que incluyen:

1. Las interconexiones entre los sistemas asíncronos. Algunos sistemas continentales de potencia eléctrica compuesto por redes asíncronas, como por ejemplo el Este, Oeste de Texas y redes de Québec en América del Norte y las cargas de la isla como la isla de Gotland en el Mar Báltico hacen un buen uso de las interconexiones HVDC.
2. Entrega energía a partir de fuentes de energía a distancia. Cuando la generación se ha desarrollado en sitios remotos de energía disponible, la transmisión HVDC ha sido un medio económico para llevar la electricidad a los centros de carga. La generación térmica a gas pueden estar ubicados cerca de los centros de carga y pueden retrasar el desarrollo de fuentes de energía aislados a corto plazo.
3. La importación de energía eléctrica en zonas de carga congestionados. En zonas donde la nueva generación es imposible poner en servicio para satisfacer el crecimiento de la carga o reemplazar las plantas ineficientes o fuera de servicio, la transmisión DC por cable subterráneo es un medio viable para la importación de electricidad.
4. El aumento de la capacidad de la transmisión AC existente por la conversión de la transmisión DC. Los nuevos derechos de vía en la nueva transmisión puede ser imposible de obtener. Líneas de transmisión AC aéreas existentes si se actualizan o sobredimensionan con transmisión DC pueden aumentar

considerablemente la capacidad de transferencia de potencia en el derecho de vía existente.

5. El control de flujo de potencia en las redes AC no se adaptan fácilmente al control de flujo de potencia deseado. Comercializadores de potencia y operadores del sistema pueden requerir la capacidad de control de flujo de potencia previstos por transmisión HVDC.
6. La estabilización de las redes de potencia eléctrica. Algunas amplias difusión de redes del sistema de potencia AC operan en los límites de estabilidad muy por debajo de la capacidad térmica de los conductores de su transmisión. Transmisión HVDC es una opción a considerar para aumentar la utilización de conductores en la red, junto con varios controladores de electrónica de potencia que se pueden aplicaren la transmisión AC.

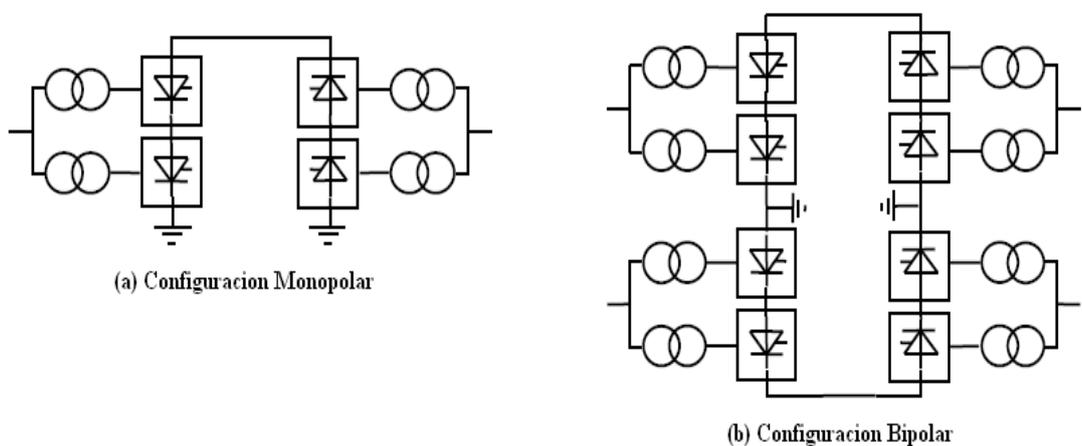


Figura 2.8. Conexiones monopolar y bipolar de los puentes convertidor HVDC.

2.5. Arreglos del convertidor HVDC [5].

Puentes convertidor HVDC y las líneas o cables pueden ser ordenados en una serie de configuraciones para la eficaz utilización. Los puentes convertidor pueden ser arreglados en monopolar o bipolar como se muestra en el arreglo de 12 pulsos de la Figura 2.8. Diversas formas de transmisión HVDC que se utilizan se muestra en forma simplificada en la Figura 2.9 e incluyen lo siguiente:

1. **Back-to-Back.** Hay algunas aplicaciones en las que los dos sistemas AC estén interconectados físicamente se encuentran en el mismo lugar o en la subestación. No hay línea de transporte o de cable que sea requerido entre los puentes del convertidor en este caso, y la conexión puede ser monopolar o bipolar. Enlace DC Back-to-back son usadas en Japón para las interconexiones entre las redes del sistema de potencia a frecuencias diferentes (50 y 60 Hz). También se utilizan como interconexiones entre redes asíncronas adyacentes.
2. **La transmisión entre dos subestaciones.** Cuando es económico transferir potencia eléctrica a través de transmisión DC o cables de un punto geográfico a otro, a dos terminales o transmisión HVDC punto a punto son usados. En otras palabras, la potencia DC de un rectificador terminal DC es dedicado a uno u otro Terminal operando como inversor. Esto es típico de la mayoría de los sistemas de transmisión HVDC.
3. **Sistema de transmisión HVDC multiterminal.** Cuando tres o más subestaciones HVDC están separadas geográficamente con la interconexión de líneas de transmisión o cables, el sistema de transmisión HVDC es multiterminal. Si todas las subestaciones son conectadas al mismo voltaje, entonces el sistema multiterminal DC es

paralelo. Si uno o más puentes convertidor se añaden en serie en uno o ambos postes, entonces el sistema es un multiterminal DC serie. La transmisión multiterminal DC Paralelo es aplicado cuando la capacidad de la subestación supera el 10% de la capacidad total de la subestación rectificadora. Se espera que una subestación multiterminal serie sea aplicada cuando su capacidad es pequeña (menos del 10%) en comparación con la capacidad total de la subestación rectificadora. Una combinación de conexión es en paralelo y serie de puentes convertidor es un sistema multiterminal híbrido. Los sistemas multiterminal DC son más difíciles de justificar económicamente por el costo de las subestaciones adicionales.

4. **Conexión de la unidad.** Cuando la transmisión DC se aplica a la derecha en el punto de generación, es posible conectar el transformador convertidor del rectificador directamente a los terminales del generador para generar potencia alimentada en las líneas de transmisión DC. Esto podría ser aplicada con las turbinas de los generadores hidráulica y eólica, impulsados de manera que la máxima eficiencia de las turbinas se puedan lograr con el control de velocidad. Independientemente de la velocidad de la turbina, la potencia es entregada a través del Terminal inversor de AC que recibe el sistema en su frecuencia fundamental de 50 o 60 Hz.
5. **Diodos rectificadores.** Se ha propuesto que en algunas aplicaciones donde la potencia de transmisión DC sea en una sola dirección, las válvulas en los rectificadores de puentes convertidor pueden construirse a partir de diodos en lugar de tiristores. El control de flujo de potencia se lograría en el inversor, y en el caso donde la unidad de conexión se utiliza control de voltaje AC por la excitación del campo en el generador podría aplicarse para regular la potencia DC. Esta conexión puede requerir disyuntores AC (circuit breakers AC) de alta

velocidad entre el generador y los rectificadores de puentes convertidor para proteger a los diodos de sobre-corrientes como resultado de una sostenida línea de transmisión DC de corto circuito.

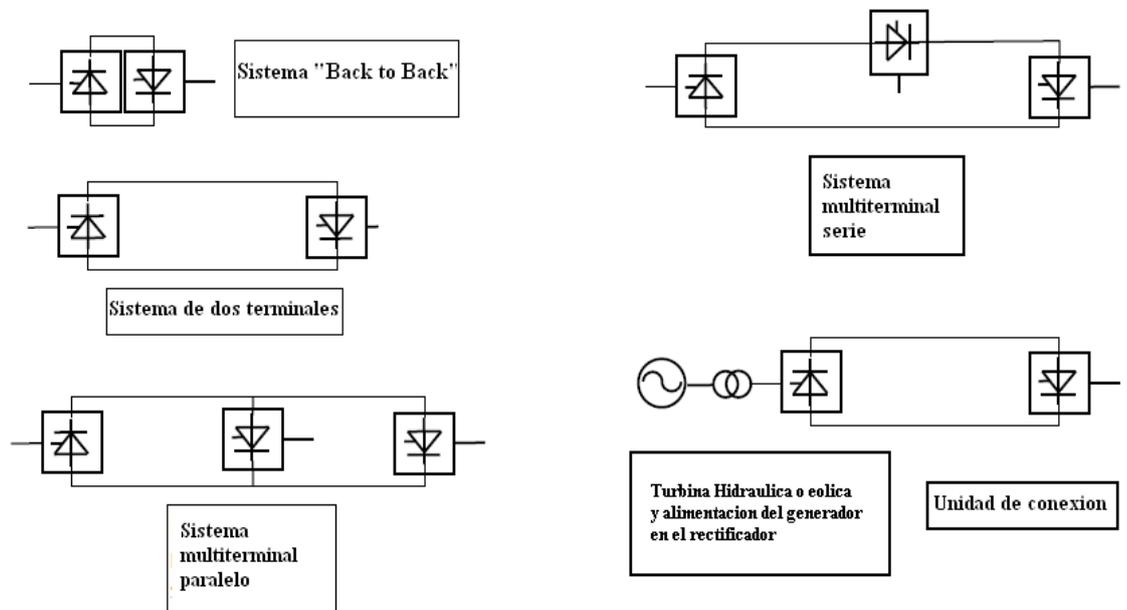


Figura 2.9. Arreglos del convertidor de puente HVDC. [5]

2.6. Consideraciones económicas [5].

Un estudio de "Oak Ridge Nacional Laboratory", informó sobre una encuesta a 3 proveedores de equipos HVDC para las citas de los costos de seguridad a suministrar de dos subestaciones bipolar para cuatro sistemas representativos. Cada subestación requiere un electrodo DC y las interfaces con un sistema AC, con una capacidad de cortocircuito cuatro veces del rango de capacidad nominal al sistema HVDC. Los cuatro sistemas representativos se resumen en la Tabla 2.1.

Tabla 2.1. Cuatro Sistemas HVDC representativos para el análisis de costos de la Subestación [2]

Sistema No.	Voltaje DC	Capacidad	Voltaje AC
1	± 250 [KV]	500 MW	230 [KV]
2	± 350 [KV]	1000 MW	345 [KV]
3	± 500 [KV]	3000 MW	500 [KV]
4	Back-to-Back	200 MW	230 [KV]

La Tabla 2.2 presenta un desglose de los componentes principales basados en valores medios obtenidos de las respuestas de los proveedores. Los costos son suministrados en dólares Americanos; y son para un único Terminal con el supuesto de que ambas terminales se proporcionará por el mismo proveedor. El costo del enlace DC “back to back” es para la instalación completa.

Los costos de líneas de transmisión no pueden ser tan fácilmente ser definidos. Las variaciones dependen de los costos de uso del terreno, el ancho del derecho de vía requerido, las tasas de mano de obra para la construcción y la dificultad del terreno para ser cruzado.

Una simple reglase puede aplicar en que el costo de una línea de transmisión DC podría ser del 80% al 100% del costo de una línea AC cuyo voltaje nominal de la línea es la misma que el voltaje nominal de polo a tierra de la línea DC.

La ventaja de los costos de la transmisión DC para recorrer largas distancias es que puede ser clasificada en dos veces la capacidad de flujo de potencia de una línea AC al mismo voltaje.

Tabla 2.2. Distribución promedio de los costos HVDC seguro de tres proveedores HVDC [2]

Ítem	Componente del proyecto	Back-to-Back 200 MW	± 250 [KV] 500 MW	± 350 [KV] 1000 MW	± 500 [KV] 3000 MW
1	Válvulas convertidor	19,00%	21,00%	21,30%	21,70%
2	Transformadores convertidor	22,70%	21,30%	21,70%	22,00%
3	Subestación DC	3,00%	6,00%	6,00%	6,00%
4	Subestación AC	10,70%	9,70%	9,70%	9,30%
5	Control, protección y comunicación	8,70%	8,00%	8,00%	7,70%
6	Obras civiles	13,00%	13,70%	13,70%	13,70%
7	Alimentación auxiliar	2,00%	2,30%	2,30%	2,30%
8	Administra. Proyecto	21,00%	18,00%	17,30%	17,30%
Costo total estimado (\$ MUS)		43,3	145	213,7	451,7
Costo - \$ / KW / Estación		217	145	107	75

Cuando la electricidad debe ser transmitida por cables subterráneos o submarinos, los cables AC al ser poco práctico debido a su capacidad de corriente de carga si más de una longitud crítica para aplicaciones submarinas es menos de 50 km. Para distancias superiores a esta distancia crítica con la tecnología de hoy requieren cables DC. La elección es específica del sistema, y las consideraciones económicas prevalecerán.

2.7. Consideraciones del medio ambiente [5].

Los efectos eléctricos de HVDC en el medio ambiente. Las líneas de transmisión pueden ser caracterizados por los efectos del campo y de iones, así como los efectos corona. El campo eléctrico surge tanto de la carga eléctrica en los conductores y para una línea de transmisión HVDC aérea, de las cargas de los iones de aire y aerosoles que rodea al conductor. Estos dan lugar a los campos eléctricos DC debido a la densidad de iones de corriente que fluyen a través del aire desde o hacia los conductores, así como debido a la densidad de iones en el aire.

Un campo magnético AC es producido por corriente DC que fluye a través de los conductores. Iones de aire producidas por las líneas HVDC forman nubes que se alejan de la línea cuando sopla el viento y pueden entrar en contacto con los seres humanos, animales y plantas fuera del derecho de vía o corredor de la línea de transmisión. Los efectos de la corona pueden producir bajos niveles de interferencia de radio, ruido audible y la generación de ozono.

2.7.1. Los efectos corona y de campo

Los efectos corona y de campo de las líneas de transmisión en gran medida a favor de la transmisión DC sobre la transmisión AC. Las consideraciones importantes son las siguientes:

1. Para una transferencia de potencia dado requiere transmisión de extra alta tensión, la línea de transmisión DC tendrá un perfil de torre más pequeño que el equivalente de la torre AC que lleva el mismo nivel de potencia. Esto también puede conducir a una menor amplitud con el derecho de vía para la opción de transmisión DC.
2. El campo magnético constante y directo de una línea de transmisión DC cerca o en el borde de la transmisión del derecho de vía será aproximadamente el mismo valor en magnitud a medida que la tierra naturalmente está ocurriendo con el campo magnético. Por esta razón, parece poco probable que esta pequeña contribución por las líneas de transmisión HVDC en el campo geomagnético, en el fondo sería una base para su preocupación.
3. El campo eléctrico estático y estable de la transmisión DC a los niveles experimentados debajo de las líneas o en el extremo del derecho de vía no se conocen efectos biológicos adversos. No existe

una teoría o un mecanismo para explicar cómo un campo eléctrico estático en los niveles producidos por las líneas de transmisión DC podrían afectar la salud humana. El nivel de campo eléctrico por debajo de una línea de transmisión HVDC es de magnitud similar a la del campo estático natural que existe debajo de nubes de tormenta. Campos eléctricos en líneas de transmisión AC han estado bajo un escrutinio más intenso que los campos generados por las líneas de transmisión DC.

4. Los efectos de iones y corona de las líneas de transmisión DC conducen a una pequeña contribución de la producción de ozono a mayores concentraciones naturales de fondo. Exigentes medidas a largo plazo son necesarias para detectar dichas concentraciones. Las mediciones tomadas en las secciones transversales a través de las líneas DC de "Eel River" en Canadá no se distinguía de fondo de los niveles de dirección del viento. Mientras que la radiación solar influye en la producción de ozono, incluso en el medio ambiente rural, manteniendo así su nivel, cualquier contribución incremental de una fuente de línea DC está sujeta a la ruptura, dando lugar a una reanudación de los niveles de fondo a favor del viento desde la línea. Las investigaciones sobre el ozono para las condiciones interiores indican que en el aire bien mezclado, la vida media del ozono es de 1,5 minutos a 7,9 minutos. El incremento de la temperatura y la humedad aumentan la tasa de descomposición.
5. Si el retorno de tierra es usada para operación monopolar, el resultado del campo magnético DC puede causar un error en la brújula de las lecturas magnéticas tomadas en las cercanías de la línea o cable DC. Este impacto es minimizado para proporcionar una vía de retorno del conductor o cable (conocido como el retorno

metálico) en las proximidades del conductor principal o cable para la cancelación del campo magnético. Otra preocupación con la corriente de tierra continua es que muchas de las corrientes de retorno pueden fluir en estructuras metálicas, tales como tuberías e intensifican la corrosión si la protección catódica no está prevista. Cuando las tuberías u otras estructuras metálicas continuas aterrizadas están en la vecindad de un enlace DC, el retorno metálico puede ser necesario.

2.8. Operación del convertidor DC [5].

El puente convertidor de seis pulsos en la Figura 2.4 como el convertidor de la unidad básica de transmisión HVDC se utiliza igualmente para la rectificación en los flujos de potencia eléctrica van del lado AC a DC y la inversión donde el flujo de potencia es del lado DC a AC.

Las válvulas de tiristores funcionan como interruptores que encienden y conducen la corriente cuando se dispara al recibir un pulso de puerta y se polariza. Una válvula de tiristores conducirá la corriente en una dirección y una vez que se lleva a cabo, sólo se apagará cuando se polariza inversamente y la corriente cae a cero. Este proceso se conoce como línea de conmutación.

Una propiedad importante de la válvula de tiristores es que una vez que su conducción de corriente se reduce a cero cuando se polariza inversamente y el pulso de la puerta se retira, demasiado rápido incrementa en la magnitud del voltaje de polarización provocará que el tiristor a su vez sin darse cuenta se encienda y conduzca.

El diseño de la válvula de tiristores y el puente convertidor debe garantizar tal condición que se evita la operación del inversor útil.

2.8.1. Conmutación.

Rectificación o inversión para convertidores HVDC se lleva a cabo a través de un proceso conocido como la línea o conmutación natural. Las válvulas actúan como interruptores para que el voltaje AC se cambie por este orden a ofrecer siempre un voltaje DC. Con la línea de conmutación, el voltaje AC, tanto el rectificador y el inversor debe ser proporcionada por la red AC en cada extremo, debe ser trifásico y relativamente libre de armónicos como se muestra en la Figura 2.10. A medida de que cada válvula se enciende, comenzará a conducir corriente mientras que la corriente comienza a caer a cero en la siguiente válvula para apagar. Conmutación es el proceso de transferencia de corriente entre dos válvulas convertidor con ambas válvulas de conducción de corriente de forma simultánea durante este proceso.

Considere el proceso de rectificación. Cada válvula se enciende cuando se recibe un disparo de pulso a su puerta y su voltaje de polarización se vuelve más positivo que el voltaje de polarización directa de la válvula conductible.

El flujo de corriente a través de una válvula de conducción no cambia instantáneamente, ya que conmuta a otra válvula porque la transferencia es a través de las bobinas del transformador. La reactancia de fuga de los devanados del transformador es también la reactancia de conmutación, siempre y cuando los filtros AC se encuentran en el lado primario AC o en el transformador convertidor. La reactancia de conmutación en el rectificador y el inversor se muestra como una reactancia equivalente X_c en la Figura 2.10.

La suma de todas las corrientes de la válvula transferidas al lado DC y a través del reactor DC es la corriente directa y es relativamente liso debido a la inducción del reactor DC y un transformador convertidor.

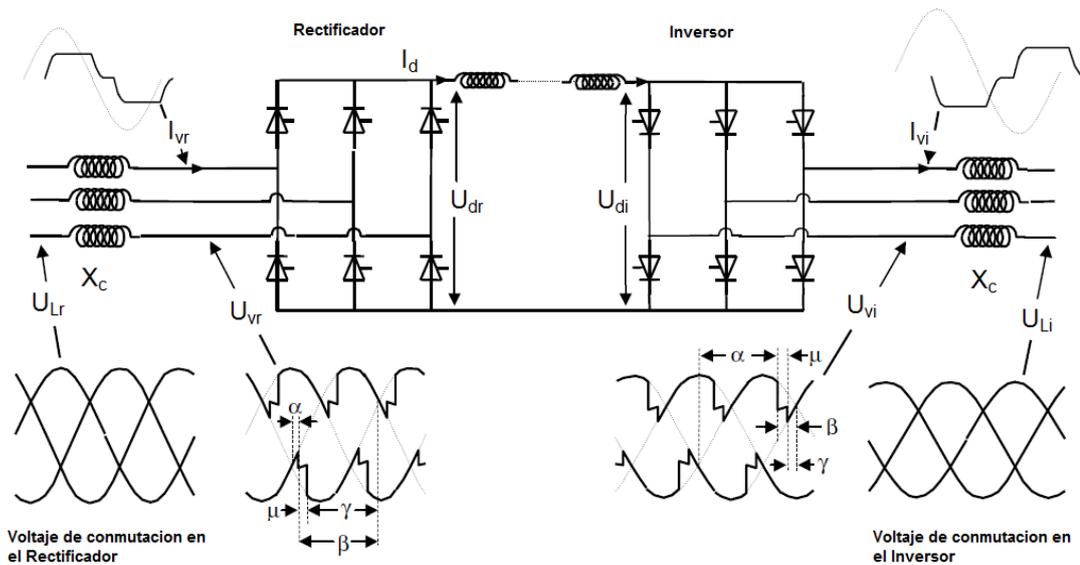


Figura 2.10. Formas de la onda del Voltaje y Corriente asociada con el Convertidor de puentes DC [5].

En el inversor, el voltaje trifásico AC suministrada por el sistema AC proporciona las condiciones de polarización directa e inversa de cada válvula en el puente convertidor para permitir la conmutación de la corriente entre las válvulas de los mismos que en el rectificador.

La válvula inversor sólo puede activar y conducir cuando el voltaje directo positivo de la línea DC es mayor que el voltaje de resultados negativos derivados de la conmutación del voltaje AC al sistema AC en el inversor.

Debido al proceso de cambio en la línea de válvula de conmutación, una corriente no sinusoidal se toma del sistema AC en el rectificador (I_{vr} en la Figura 2.10) y se entrega al sistema AC en el inversor (I_{vi} en la Figura 2.10). Ambos I_{vr} e I_{vi} se están quedando al voltaje alterno. Esta forma de onda de corriente no sinusoidal consiste en la componente de frecuencia fundamental AC además de los armónicos más alto que se están adaptando desde, y se inyecta en cada sistema AC. Los filtros AC desvía los armónicos que están entrando en el sistema AC para ofrecer un camino de baja impedancia como

bypass permitiendo al voltaje de conmutación ser relativamente libre de armónicos (U_{Lr} y U_{Li} en la Figura 2.10).

La reversión del flujo de potencia en una línea conmutada de enlace DC no es posible por revertir la dirección de la corriente directa. Las válvulas permiten la conducción en una sola dirección. El flujo de potencia sólo puede ser revertido en los puentes convertidor de la línea de conmutación DC, cambiando la polaridad del voltaje directo. La doble operación de los puentes convertidor, ya sea como un rectificador o inversor se logra a través del control de disparo de los pulsos en la red.

2.8.2. Ángulos del puente convertidor.

La Figura 2.10 muestra los diferentes ángulos eléctricos que definen el funcionamiento de los puentes convertidor. Estos ángulos se miden en el lado del voltaje de la válvula de las tres fases y se basan en condiciones estables libres de armónicos y voltaje idealizado trifásico de conmutación. Se aplican tanto a los inversores y rectificadores.

Angulo de retraso α : El tiempo expresado en medida angular eléctrica de cero cruzando el voltaje de conmutación sinusoidal idealizado hasta el instante del inicio de la conducción de la corriente. Este ángulo es controlado por el disparo de pulso de la puerta y si es menor a 90 grados, el puente convertidor es un rectificador y si es mayor a 90 grados, es un inversor. Este ángulo se refiere a menudo como el ángulo de disparo.

Angulo de avance β : El tiempo expresado en medida angular eléctrica desde el instante inicial de la conducción de corriente al próximo cero cruzando con el voltaje de conmutación sinusoidal idealizado. El ángulo de avance β está relacionado en grados el ángulo de retraso α por:

$$\beta = 180 - \alpha \quad (2.1)$$

Angulo de superposición μ : La duración de la conmutación entre dos brazos de la válvula convertidor expresado en medida angular eléctrica.

Angulo de extinción γ : El tiempo expresado en medida angular eléctrica desde el final de la conducción de corriente al siguiente cero cruzando con el voltaje de conmutación sinusoidal idealizado, γ depende del ángulo de avance β y el ángulo de superposición μ , y es determinado por la relación:

$$\gamma = \beta - \mu \quad (2.2)$$

2.8.3. Ecuaciones del puente convertidor DC en estado estable.

Es útil para expresar la reactancia de conmutación de un puente convertidor de 6 pulsos en por unidad del transformador convertidor en el rango S_N de la siguiente manera:

$$S_N = \sqrt{2}U_{VN}I_{dN} \quad (2.3)$$

Donde I_{dN} es la corriente nominal directa y U_{VN} es el voltaje nominal de fase a fase en la válvula o el lado secundario del transformador convertidor. Por lo general, el rango de potencia del puente convertidor DC se sabe de su intensidad de corriente nominal DC I_{dN} y la intensidad de voltaje nominal DC U_{dN} . La válvula y el diseño del puente convertidor es muy dependiente de la reactancia de conmutación X_C y por lo tanto, su valor es establecido y conocido. En los modernos puentes convertidor HVDC por lo general es en el rango $0,1 < X_C < 0,15$ en por unidad, donde 1,0 por unidad es $\frac{(U_{VN})^2}{S_N}$ ohms.

Una aproximación razonablemente buena para el factor de potencia de un puente convertidor en la barra de conmutación AC está dada por la siguiente expresión para un rectificador. Tenga en cuenta que el ángulo de retardo α es generalmente conocido o se lo determina.

Por ejemplo, el rango normal de estado estable del ángulo de retardo para un rectificador puede ser $10^\circ < \alpha < 18^\circ$ y el más bajo factor de potencia a operación normal será cuando $\alpha=18^\circ$:

$$\text{Factor de potencia} = \cos \theta = \cos(\alpha) - 0.5X_c \left(\frac{I_d}{I_{dN}} \right) \quad (2.4)$$

Y para un inversor:

$$\text{Factor de potencia} = \cos \theta = \cos(\gamma) - 0.5X_c \left(\frac{I_d}{I_{dN}} \right) \quad (2.5)$$

Donde I_d es la corriente de carga DC e I_{dN} es la corriente nominal DC y θ es el ángulo del factor de potencia.

Para el inversor, el ángulo normal de extinción nominal es establecido en el diseño del puente convertidor, por lo general en $\gamma = 18^\circ$. Haciendo caso omiso las pérdidas en el puente convertidor, la potencia que fluye a través del puente P_d es la siguiente:

$$P_d = I_d U_d \quad (2.6)$$

Donde I_d es la corriente directa de operación a través del puente convertidor y U_d es el voltaje directo de operación a través del puente convertidor.

Una vez calculado el ángulo del factor de potencia θ de la ecuación (2.4) o (2.5) y el procesamiento de la potencia en el puente convertidor de la ecuación (2.6), la potencia reactiva Q_L demandada por el puente convertidor en la barra del voltaje de conmutación AC, ya sea en el rectificador o inversor es:

$$Q_d = P_d \tan \theta \quad (2.7)$$

Puede ser que el voltaje nominal de fase a fase en la válvula o en el lado secundario del transformador convertidor U_{VN} no es conocido. Es posible calcular lo que debería ser si el factor de potencia $\cos(\theta)$ de la ecuación (2.4) o (2.5) si se conoce el rango del puente convertidor. A continuación, una buena estimación de U_{VN} es la siguiente:

$$U_{VN} = \frac{U_{dN}}{[1.35 \cos \theta]} \quad (2.8)$$

Una vez U_{VN} se conoce, es posible encontrar la capacidad del transformador convertidor con la ecuación (2.3).

Puede que sea necesario para determinar el ángulo de superposición μ . En el rectificador, la siguiente expresión aproximada se puede aplicar cuando el ángulo de retardo α , la reactancia de conmutación X_c y la corriente de carga DC I_d en por unidad se conocen:

$$\cos(\alpha + \mu) = \cos(\alpha) - X_c \frac{I_d}{I_{dN}} \quad (2.9)$$

Del mismo modo en el inversor, el ángulo de extinción γ es generalmente conocido por la operación en estado estable, de forma que:

$$\cos(\gamma + \mu) = \cos(\gamma) - X_c \frac{I_d}{I_{dN}} \quad (2.10)$$

El ángulo de retardo α a menos que el inversor no puede ser conocido por sí, pero una vez que el ángulo de extinción γ y el ángulo de superposición μ se han determinado, entonces:

$$\alpha = 180 - (\gamma + \mu) \quad (2.11)$$

También es posible determinar la relación de transformación nominal en el transformador convertidor una vez que el rango secundario (lado de la

válvula DC) el voltaje U_{VN} se conoce y si el lado primario nominal de fase a fase AC el voltaje de la barra U_{LN} también se conoce. Sobre la base de fase a fase de los voltajes, la relación de transformación nominal en el transformador convertidor TR_N es:

$$TR_N = \frac{\text{Tension nominal de fase-fase del lado de la valvula}}{\text{Tension nominal de fase-fase en el lado AC}} = \frac{U_{VN}}{U_{LN}} \quad (2.12)$$

Durante la operación de un puente convertidor, el cambiador del tap en línea del transformador convertidor se ajustará para mantener el ángulo de retardo α en el rectificador a su rango deseado de funcionamiento normal.

Del mismo modo en el inversor, el cambiador del tap en línea se ajusta para mantener la operación del inversor en su nivel deseado del voltaje DC U_d o el ángulo de extinción γ . Conociendo los niveles deseados del voltaje DC (U_d), corriente DC I_d , la relación de transformación nominal en el transformador convertidor TR_N , el nivel de operación del voltaje AC en el lado primario U_L , y el ángulo de extinción γ (en caso de un inversor) o el ángulo de retardo α (en caso de un rectificador), la relación de vueltas TR del transformador convertidor se encuentra en la expresión:

$$TR = \frac{U_d + U_{dN} \frac{I_d}{I_{dN}} \left(\frac{X_C}{2 \cos(\varphi) - X_C} \right)}{1.35 TR_N U_L \cos(\varphi)} \quad (2.13)$$

Donde X_C es la reactancia de conmutación para el puente convertidor en por unidad y $\varphi = \alpha$ para un rectificador y $\varphi = \gamma$, si es un inversor. I_{dN} es la corriente nominal DC para el puente convertidor y U_{dN} es el voltaje nominal DC.

Las ecuaciones (2.1) a (2.12) son en estado estable y expresiones razonablemente precisas definiendo el estado de un puente convertidor de 6 pulsos en condiciones ideales. Definiendo el rendimiento y operación de un

puente convertidor en condiciones dinámicas o transitorias, requiere el uso de un programa de simulación electromagnética transitoria adecuada con la capacidad de modelar las válvulas, transformadores convertidores, sistema de control que genera los disparos de pulsos en las válvulas, y las redes asociadas AC y DC.

2.8.4. Relación de cortocircuito.

La resistencia de la red AC en la barra de la subestación HVDC se puede expresar por la relación de cortocircuito (SCR), definida como la relación entre el nivel de cortocircuito en MVA, voltaje AC de la barra de la subestación HVDC en 1,0 por unidad y la potencia DC en MW.

Los capacitores y filtros AC conectados a la barra AC reduce el nivel de corto circuito. La expresión efectiva de la relación de corto circuito (ESCR) se utiliza para la relación entre el nivel de cortocircuito reducido por la potencia reactiva de los bancos de capacitores en paralelo y filtros AC conectados a la barra AC del voltaje en 1,0 por unidad y la potencia nominal DC.

El bajo ESCR o SCR significa la interacción más pronunciada entre la subestación HVDC y la red AC. Las redes AC se pueden clasificar en las siguientes categorías de acuerdo a la resistencia:

- a) Sistemas fuertes con alta ESCR: $ESCR > 3.0$
- b) Sistemas de bajo ESCR: $3.0 > ESCR > 2.0$
- c) Sistemas débiles con muy bajo ESCR: $ESCR < 2.0$

En el caso de los sistemas de alto ESCR, los cambios en la potencia activa / reactiva a partir de la de la subestación HVDC para pequeñas o moderados cambios de voltaje AC. Por lo tanto el control adicional del voltaje transitorio en la barra no es requerido normalmente. El balance de la potencia reactiva

entre la red AC y la subestación HVDC se puede lograr por cambios en los elementos de la potencia reactiva.

En el caso de los sistemas de bajo y muy bajo ESCR, los cambios en la red AC o en la potencia de transmisión HVDC pueden llevar a oscilaciones del voltaje y una necesidad para estrategias de control especial. El control dinámico de la potencia reactiva en la barra AC o cerca de la subestación HVDC por alguna forma el regulador de la potencia reactiva en la electrónica de potencia tal como un compensador estático VAR (SVC) o el compensador estático síncrono (STATCOM) puede ser necesario. En épocas anteriores, el control dinámico de la potencia reactiva se logró con compensadores síncronos.

2.8.5. Fallas en la conmutación.

Cuando un puente convertidor está operando como un inversor como se representa en el extremo receptor del enlace DC en la Figura 2.10, una válvula se apagará cuando se conmuta la corriente a cero y el voltaje a través de la válvula sigue siendo negativa. El período para el cual la válvula se mantiene negativamente parcial es el ángulo de extinción y la duración más allá de la cual la válvula se vuelve polarizado. Sin un disparo de pulso, la válvula idealmente quedará bloqueada o no conduce, a pesar de que experimenta una polarización directa.

Todas las válvulas DC requieren el retiro de los cargas internas almacenadas producidos durante el período de conducción (definida por un periodo $\alpha + \mu$ del inversor en la Figura 2.10) antes que la válvula pueda establecer con éxito su capacidad para bloquear una polarización directa. El inversor DC para ello requiere un período mínimo de sesgo negativo o mínimo ángulo de extinción y para bloqueo directo teniendo éxito. Si el bloqueo directo falla y la conducción es iniciada sin un pulso de disparo, la

falla en la conmutación se produce. Esto también resulta en un fracaso inmediato para mantener la corriente en el sucesivo brazo del convertidor como la corriente de retorno en la línea DC hacia la válvula, lo que antes era conducir y que ha fracasado en mantener el bloqueo.

La falla de la conmutación en una operación del puente convertidor como inversor es causada por cualquiera de las siguientes razones:

1. Cuando la corriente DC entrando en el inversor experimenta un aumento en la magnitud que hace que el ángulo de superposición μ al aumento, el ángulo de extinción γ es reducido y puede llegar al punto en que la válvula es capaz de mantener el bloqueo hacia adelante. El aumento de la inductancia de la corriente DC recorrido a través del convertidor por medio del reactor suave DC y la reactancia de conmutación reduce la tasa de cambio en la corriente DC. Esto tiene el mayor efecto sobre la aparición de una falla en la conmutación.
2. Cuando la magnitud del voltaje en el lado AC en una o más fases se reduce o se distorsiona causando que el ángulo de extinción sea inadecuada como se intenta en la conmutación.
3. Un cambio de ángulo de fase AC en el voltaje de la conmutación puede causar falla en la conmutación. Sin embargo, la reducción de la magnitud del voltaje AC y no el correspondiente cambio de fase es el factor más dominante para determinar la aparición de la falla en la conmutación por falla de una fase.
4. El valor de la pre-falla de estado estable y el ángulo de extinción γ también afecta la sensibilidad del inversor a la falla en la conmutación. Un valor de $\gamma = 18^\circ$ es habitual en la mayoría de los inversores. El

aumento de γ con los valores de 25° , 30° o más se reduce la posibilidad de la falla en la conmutación (a expensas de aumentar la demanda de potencia reactiva en el inversor).

5. El valor de corriente en la válvula antes de la falla en la conmutación también afecta a las condiciones en las que una falla en la conmutación pueden ocurrir. Una falla en la conmutación puede ocurrir más fácilmente si la corriente de pre-falla es a plena carga, en comparación con la operación de corriente a plena carga.

En general, cuanto más rígido sea el voltaje AC a la que el inversor alimenta y con una ausencia del disturbio en el sistema AC, menor es la probabilidad que exista fallas en la conmutación.

2.8.6. Capacitores en serie con subestaciones convertidores DC.

Los sistemas de transmisión HVDC con cables largos DC son propensos a fallar en la conmutación cuando se produce una caída del voltaje DC U_d en el inversor. Los cables DC tienen capacitancia muy grande que descargara corrientes hacia la caída de voltaje en el inversor. La corriente de descarga está limitada por el voltaje DC derivada del voltaje AC en la barra de conmutación, así como el reactor suave DC y la reactancia de conmutación. Si la corriente de descarga del cable aumenta rápidamente, la falla en la conmutación se producirá causando la descarga completa del cable. Para recargar el cable de nuevo a su voltaje de operación normal se retrasara su recuperación.

El disparo de los controles del puente convertidor pueden ser diseñados para aumentar el ángulo de retardo α cuando un aumento de la corriente DC es detectada. Esto puede ser efectivo hasta el límite del mínimo permitido ángulo de extinción γ es alcanzado.

Otra forma de limitar la corriente de descarga en el cable es que opera el puente inversor con un capacitor en serie trifásico ubicado en el sistema AC a cada lado del transformador convertidor. Cualquier corriente de descarga en el cable DC va a pasar dentro del sistema AC a través del puente convertidor en funcionamiento normal y, al hacerlo, pasará a través del capacitor en serie y añadiendo carga a la misma. Como consecuencia, el voltaje del capacitor en serie se incrementará a oponerse la descarga en el cable y se refleja a través del puente convertidor como un incremento del voltaje DC U_d . Esto servirá como una f.e.m y limita la corriente de descarga del cable, evitando así la falla en la conmutación.

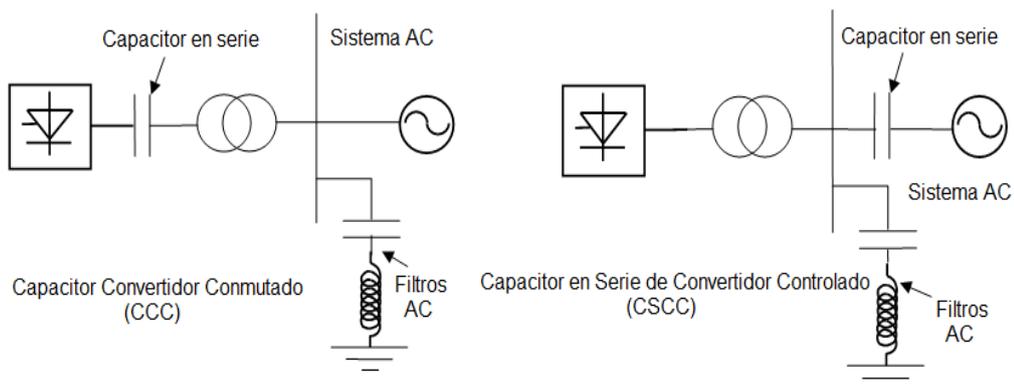


Figura 2.11. Configuraciones para la aplicación de capacitores serie en las subestaciones HVDC [5].

La ubicación propuesta del capacitor en serie se muestra en la Figura 2.11 en forma de diagrama unifilar. Con el capacitor situado entre el transformador convertidor y el grupo de válvulas, es conocido como un capacitor convertidor conmutado (CCC). Con el capacitor situado en el lado AC del sistema del transformador convertidor, es conocido como un capacitor en serie de convertidor controlado (CSCC). Cada configuración mejorará el rendimiento de la conmutación del inversor, pero el CSCC requiere características de diseño para eliminar el efecto ferro-resonancia

entre el capacitor en serie y el transformador convertidor si se debe ponerse en marcha.

2.9. Comparación de la transmisión de potencia de alta tensión DC y AC [6].

Supongamos que hay dos líneas de transmisión similares, una es la línea AC y la otra es la línea DC. Supongamos que ambas líneas tienen la misma longitud y tamaño, mismo conductor y que la carga de ambas líneas están térmicamente limitados, de modo que la corriente I_d que es igual a la corriente alterna RMS I_L . Suponga también que la línea AC de tres fases y tres hilos, tiene un factor de potencia 0.945, y la línea DC es un arreglo de circuito bipolar con dos conductores. Por otra parte, suponer que los aisladores AC y DC soportan la misma cresta de tensión a tierra para que la tensión U_d es igual a $\sqrt{2}$ veces la tensión AC rms. Por lo tanto, se puede demostrar que la potencia DC por conductor es:

$$P_{(dc)} = U_d I_d \text{ [W/conductor]} \quad (2.14)$$

La potencia AC por conductor es:

$$P_{(ac)} = V_{(L-N)} I_L \cos \theta \text{ [W/conductor]} \quad (2.15)$$

Dónde:

U_d : voltaje DC de línea a tierra [V]

$V_{(L-N)}$: voltaje AC de línea a tierra [V]

I_d : corriente de línea DC [A]

I_L : corriente de línea AC [A]

Por lo tanto, el ratio de la potencia por conductor DC a potencia por conductor AC (fase) puede ser expresado como:

$$\frac{P_{(dc)}}{P_{(ac)}} = \frac{U_d I_d}{V_{(L-N)} I_L \cos \theta} \quad (2.16)$$

O

$$\frac{P_{(dc)}}{P_{(ac)}} = \frac{\sqrt{2}}{\cos \theta} \quad (2.17)$$

Pero desde $\cos \theta = 0.945$ entonces:

$$\frac{P_{(dc)}}{P_{(ac)}} = 1.5 \quad (2.18)$$

O

$$P_{(dc)} = 1.5 P_{(ac)} \quad [\text{W/conductor}] \quad (2.19)$$

Sin embargo, la potencia total de las líneas DC y AC pueden ser expresadas como:

$$P_{(dc)} = 2 P_{(dc)} \quad [\text{W}] \quad (2.20)$$

$$P_{(ac)} = 3 P_{(ac)} \quad [\text{W}] \quad (2.21)$$

Por lo tanto, su ratio puede ser expresado como:

$$\frac{P_{(dc)}}{P_{(ac)}} = \frac{2 P_{(dc)}}{3 P_{(ac)}} \quad (2.22)$$

Sustituyendo la ecuación (2.18) en la ecuación (2.22):

$$\frac{P_{(dc)}}{P_{(ac)}} = \frac{2 \cdot 3}{3 \cdot 2} = 1$$

$$P_{(dc)} = P_{(ac)} \quad [\text{W}] \quad (2.23)$$

Por lo tanto, ambas líneas tienen la misma capacidad de transmisión y pueden transmitir la misma cantidad de energía. Sin embargo, la línea de corriente continua tiene dos conductores en lugar de tres y por lo tanto sólo requiere de dos tercios como muchos aisladores. Por lo tanto, las torres necesarias y derechos de vía son más estrechos en la línea de corriente continua que en la línea de corriente alterna.

A pesar de que la pérdida de potencia por conductor es el mismo para ambas líneas, la pérdida de potencia total de la línea DC es sólo dos tercios de la línea AC. Así, los estudios indican que una línea DC por lo general cuesta alrededor de un 33% menos que una línea AC de la misma capacidad. Además, si una configuración de dos polos (homopolar) de la línea DC se compara con un doble circuito trifásico de línea AC, los costos de la línea DC sería de alrededor de un 45% menos que la línea AC.

En general, la ventaja de los costos en DC aumenta con el incremento de altos voltajes. Las pérdidas de potencia debido a los fenómenos de corona son menores para las líneas DC que para las líneas AC.

Las potencias reactiva generada y absorbida por una línea de transmisión de alto voltaje AC se puede expresar como:

$$Q_c = X_c V^2 \quad [\text{Vars/unidad de longitud}] \quad (2.24)$$

O

$$Q_c = w_c V^2 \quad [\text{Vars/unidad de longitud}] \quad (2.25)$$

Y

$$Q_L = X_L I^2 \quad [\text{Vars/unidad de longitud}] \quad (2.26)$$

O

$$Q_L = \omega LI^2 \quad [\text{Vars/unidad de longitud}] \quad (2.27)$$

Dónde:

X_c: reactancia capacitiva de la línea en ohmios por unidad de longitud

X_L: reactancia inductiva de la línea en ohmios por unidad de longitud

C: capacitancia paralela de la línea en faradios por unidad de longitud

L: inductancia serie de la línea en faradios por unidad de longitud

V: voltaje línea a línea de operación en voltios

I: corriente de línea en amperios

Si la potencia reactiva generada y absorbida por la línea es igual una a otra,

$$Q_C = Q_L$$

O

$$\omega cV^2 = \omega LI^2$$

Tal que la impedancia característica (surge impedance) de la línea puede ser encontrada como

$$Z_c = \frac{V}{I}$$

$$Z_c = \sqrt{\frac{L}{c}} \quad [\Omega] \quad (2.28)$$

Sin embargo, la potencia transmitida por la línea y la impedancia característica puede ser expresada como

$$SIL = \frac{V_{(L-L)}^2}{Z_c} \quad [\text{W}] \quad (2.29)$$

Tenga en cuenta que esta carga de impedancia característica (o carga natural) es una función de la tensión, la inductancia de línea y capacitancia. Sin embargo, no es una función de la longitud de la línea. En general, la carga económica de una línea aérea de transmisión dado es más grande que su SIL. En cuyo caso, la potencia reactiva neta absorbida por la línea debe ser siempre de uno o ambos extremos de la línea y de capacitores intermedios en serie.

Por lo tanto, los costos necesarios de compensación de los capacitores series y del reactor “shunt” deberían tenerse en cuenta en la comparación de las líneas AC frente a las líneas DC. La línea DC en sí misma no requiere ninguna potencia reactiva. Sin embargo, los convertidores en ambos extremos de la línea requieren potencia reactiva de los sistemas AC.

Los cables subterráneos utilizados para la transmisión de corriente alterna también se pueden utilizar para DC, que normalmente pueden llevar a la potencia DC de más de AC, debido a la ausencia de corriente de carga capacitiva, una mejor utilización del aislamiento y un menor desgaste dieléctrico. Sin embargo, un alto voltaje de transmisión DC por cable es diseñado de una manera diferente que un cable de transmisión AC. Desde un cable de alimentación empleado para la transmisión de potencia DC no tiene fugas de corrientes capacitivas, la transmisión de potencia está limitada solamente por las pérdidas I^2R . Además, los cables submarinos o subterráneos AC siempre funcionan en una carga que es mucho menor que la impedancia característica con el fin de evitar el sobrecalentamiento.

Como resultado, la potencia reactiva generada por la carga de la capacitancia shunt es mayor que la absorbida por la inductancia serie. Por lo tanto, la compensación de los reactores shunt deben ser proporcionados a intervalos regulares (aproximadamente 20 millas). Mientras que los cables DC no tienen tales restricciones. Por lo tanto, la transmisión de potencia usando cable DC es mucho más barata que el cable AC.

2.10. Control y protección [5].

Los sistemas de transmisión HVDC debe transportar grandes cantidades de potencia eléctrica, que sólo se puede lograr bajo condiciones estrictamente controladas. La corriente DC y el voltaje es controlada con precisión para efectuar la transferencia de potencia deseado. Es por lo tanto necesario medir de forma continua y precisa, cantidades que incluyen el sistema en cada puente convertidor, la corriente DC, su voltaje en el lado DC, el ángulo de retardo α y para un inversor, su ángulo de extinción γ .

Dos terminales de los sistemas de transmisión DC son las más habituales y tienen en común un modo preferido de control durante la operación normal. En condiciones estables, el inversor se le asigna la tarea de control del voltaje DC. Esto se puede hacer manteniendo un ángulo de extinción constante γ que hace que el voltaje DC U_d decae con el aumento de la corriente DC I_d como se muestra en el mínimo ángulo de extinción γ constante característica de A-B-C-D en la Figura 2.12. Cuanto más débil es el sistema AC en el inversor, la caída es más pronunciada. Por otra parte, el inversor puede operar normalmente en un voltaje DC controlando de modo que es constante U_d la característica B-H-E en la Figura 2.12. Esto significa que el ángulo de extinción γ debe aumentar más allá de su valor mínimo representado en la Figura 2.12 como 18° .

Si el inversor está operando en una constante mínima γ o característica de la constante U_d , que el rectificador debe controlar la corriente DC I_d . Esto se puede hacer siempre y cuando el ángulo de retardo α no está en su límite mínimo (por lo general 5°). La característica de la corriente en estado estable constante del rectificador se muestra en la Figura 2.12 como la sección vertical Q-C-H-R. Donde la característica del rectificador y el inversor se cruzan, ya sea en los puntos C o H, es el punto de operación del sistema HVDC.

El punto de operación se alcanza por la acción de los cambiadores de tap en-línea de los transformadores convertidor. El inversor debe establecer el voltaje DC U_d mediante el ajuste de su cambiador de tap en-línea para alcanzar el nivel de operación deseado si se encuentra en control mínimo constante γ . Si en el control de constantes U_d , el cambiador de tap en-línea debe ajustar su tap para que el nivel controlado U_d se pueda lograr con un ángulo de extinción igual o ligeramente mayor que su valor mínimo de 18° en este caso.

Los cambiadores de tap en-línea en los transformadores convertidor de los rectificadores son controlados para ajustar su configuración del tap, así para que el ángulo de retardo α tiene un rango de trabajo a un nivel aproximadamente entre 10° y 15° para mantener la configuración de la corriente I_{order} constante (ver Figura 2.12).

Si el inversor está operando el control del voltaje DC constante en el punto de operación H, y si la corriente DC de orden I_{order} se incrementa de modo que el punto de operación H se mueve hacia y más allá del punto B, el modo de control del inversor va a revertir el control del ángulo de extinción γ constante y operar sobre la característica A-B. Voltaje DC U_d será menor que el valor deseado, por lo que el cambiador de tap en-línea del

transformador convertidor en el inversor aumentará su voltaje en el lado DC hasta que el control del voltaje DC se reanude.

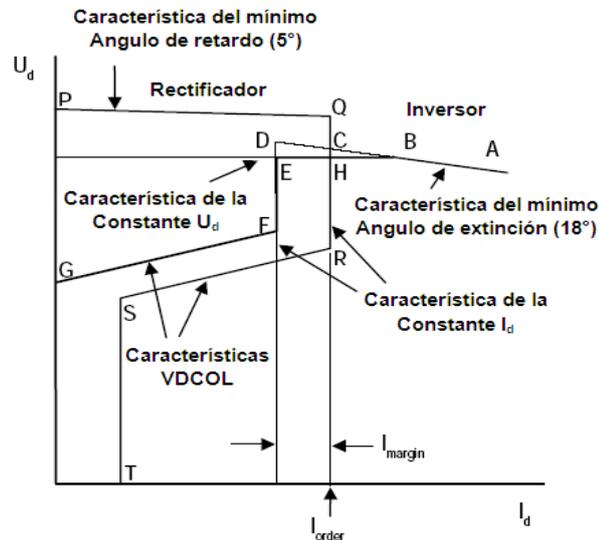


Figura 2.12. Características de estado estable U_d - I_d para un sistema HVDC de dos terminales. [5]

2.10.1. Corriente de margen.

La corriente DC de orden I_{order} se envía a ambos, al rectificador e inversor. Lo habitual es restar un pequeño valor de la corriente de orden I_{order} enviado al inversor. Esto se conoce como la corriente de margen I_{margin} y se muestra en la Figura 2.12. El inversor también tiene un controlador de corriente y los intentos de controlar la corriente DC I_d al valor $I_{order} - I_{margin}$ pero el controlador de corriente en el rectificador normalmente anulan a mantener la corriente DC en I_{order} . Esta discrepancia es resuelta en el inversor a operación normal de estado estable como su controlador de corriente no es capaz de mantener la corriente DC hasta el valor deseado de $I_{order} - I_{margin}$ y se ven obligados a abandonar la acción. El control de la corriente en el inversor se activa sólo cuando el control de corriente en el rectificador se

extinguirá, sucede cuando el ángulo de retardo α está vinculado en contra de su límite mínimo del ángulo de retardo.

Esto se observa fácilmente en las características de funcionamiento (Figura 2.12), donde el límite del ángulo mínimo de retardo en el rectificador es de característica P-Q. Si por una u otra razón, como un bajo voltaje AC en la conmutación en el extremo del rectificador, la característica P-Q cae por debajo de los puntos D o E, el punto de operación se desplazará desde el punto H a algún lugar de la característica vertical D-E-F donde se cruza por la baja característica P-Q. El inversor revierte al control de corriente, controlando la corriente DC I_d al valor $I_{order} - I_{margin}$ y el rectificador es el control efectivo del voltaje DC, siempre y cuando esté operando a su mínimo ángulo de retardo característico P-Q. Los controles pueden ser diseñados de tal manera que la transición del rectificador en el control de corriente al inversor al controlar la corriente sea automático y suave.

2.10.2. Voltaje dependiente del límite de corriente de orden (VDCOL).

Durante los disturbios, donde el voltaje AC en el rectificador o inversor está decaído, no será útil a un débil sistema AC, si el sistema de transmisión HVDC intenta mantener corriente a plena carga. Un "Sag" en el voltaje AC en los extremos se traducirá en un bajo voltaje DC también. La característica de control DC se muestra en la Figura 2.12, indica que para la corriente DC de orden es reducida si el voltaje DC se reduce. Esto se puede observar en la característica del rectificador R-S-T y la característica del inversor F-G en la Figura 2.12. El controlador que reduce la máxima corriente de orden es conocida como un voltaje dependiente del límite de corriente de orden o VDCOL (a veces conocido como un VDCL). El control VDCOL, si es invocada por una perturbación del sistema AC mantendrá la corriente DC I_d a reducción del límite durante la recuperación que ayuda a la

correspondiente recuperación del sistema DC. Sólo cuando el voltaje DC U_d se ha recuperado lo suficiente la corriente DC de retorno a su nivel original I_{order} . La Figura 2.13 es un diagrama esquemático de la forma en cómo los controles del sistema de transmisión DC se suele llevar a cabo.

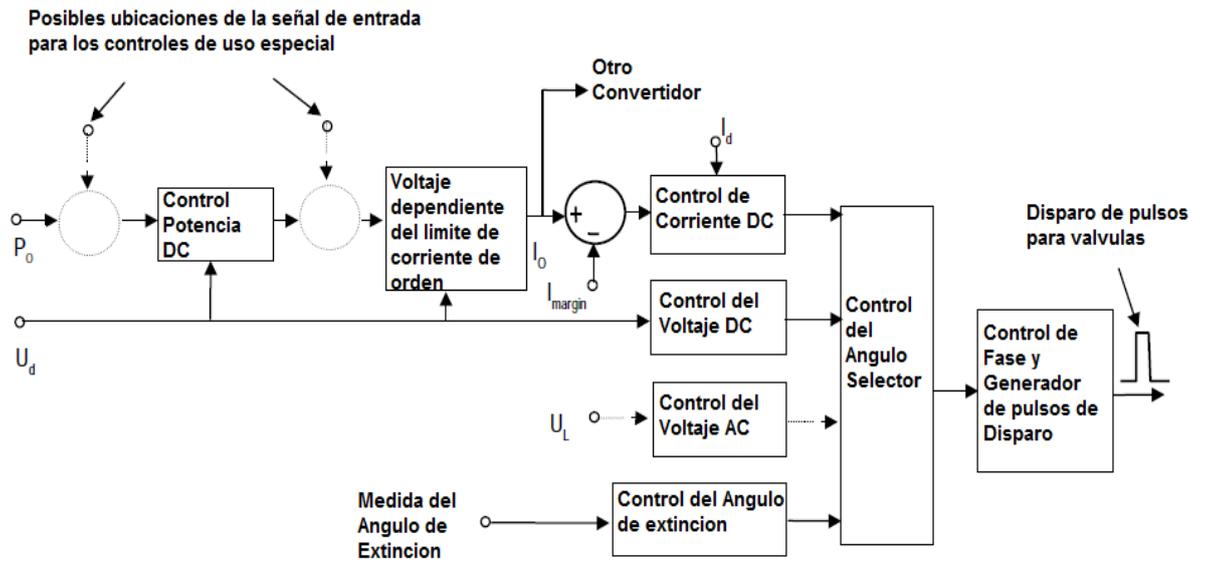


Figura 2.13. Diseño del sistema de control HVDC. [5]

2.10.3. Control del voltaje AC.

Es conveniente mantener rígidamente el sistema AC y la barra del voltaje de conmutación a un valor constante para una mejor operación del sistema de transmisión HVDC. Esto se logra más fácilmente cuando la relación de corto circuito es muy alta. Con bajo o muy bajo sistema de relación de corto circuito, pueden surgir las siguientes dificultades de cambios en la carga.

Con una variación de carga rápida, no puede haber un exceso o deficiencia de la potencia reactiva en la barra de conmutación AC que se traduce en sobre y bajo voltaje, respectivamente.

Cuando el sistema AC es débil, los cambios en la barra del voltaje convertidor AC sigue una perturbación que puede estar más allá de los límites permisibles. En tales casos, un regulador de voltaje AC es requerido por las siguientes razones:

1. Para limitar el sobre-voltaje dinámico y transitorio dentro de los límites permisibles definidos por normas y especificaciones de los equipos en la subestación.
2. Para evitar el parpadeo ("flicker") del voltaje AC y falla en la conmutación por las fluctuaciones del voltaje AC cuando se produce el cambio en la carga y filtro.
3. Para mejorar la recuperación del sistema de transmisión HVDC siguiendo graves disturbios del sistema AC.
4. Para evitar la inestabilidad del sistema de control, especialmente cuando está operando el modo de control del ángulo de extinción en el inversor.

El compensador síncrono ha sido el medio preferido en el control del voltaje AC a medida que aumenta la relación de corto circuito y sirve como una fuente de potencia reactiva variable. Sus desventajas incluyen altas pérdidas y mantenimiento que se suman a su costo total.

Los controladores adicionales del voltaje AC están disponibles e incluyen:

1. Compensadores estáticos que utilizan tiristores para controlar la corriente a través de inductores y cambia dentro o fuera varios niveles de capacitores. De este modo, el rápido control de la potencia reactiva es posible manteniendo el voltaje AC dentro de los límites deseados. La principal desventaja es que no se añade la relación de cortocircuito.
2. Control convertidor a través del control del ángulo de retardo es posible regular la demanda de potencia reactiva en los puentes del convertidor. Requiere que la medida del voltaje AC sea usado como una señal de realimentación en los controles DC, y el ángulo de retardo α es modulado transitoriamente para regular la barra del voltaje AC en la conmutación. Esta forma de control es limitada en su efectividad, particularmente cuando hay poca o ninguna corriente DC en el convertidor cuando el control del voltaje es requerido.
3. El uso de refrigeración especialmente en varistores de oxido metálico, junto con el cambio mecánico en los reactores tipo "shunt", capacitores y filtros. Los varistores de oxido metálico va a proteger los equipos de la subestación HVDC contra los sobre-voltajes transitorios, y las conmutaciones de los componentes de potencia reactiva será para lograr el balance de la potencia reactiva. Su desventaja es que el control del voltaje no es continuo, el control de la potencia reactiva es retrasada por la lentitud de la conmutación mecánica, y la relación de cortocircuito no es incrementada.
4. Reactores saturados se han aplicado para limitar el sobre-voltaje y lograr el balance de la potencia reactiva. Capacitores tipo "shunt" y

filtros están obligados a mantener la saturación de los reactores. El control del voltaje AC se logra sin controles en una característica de caída. La relación de cortocircuito no se incrementa.

5. Los capacitores en serie de la forma CCC o CSCC puede incrementar la relación de cortocircuito y mejorar la regulación del voltaje de la barra AC en la conmutación.
6. El compensador estático o STATCOM hace uso de los tiristores de puerta "turn-off" en la configuración de la fuente de voltaje en el puente convertidor. Este es controlador de voltaje de más rápida respuesta disponible y puede ofrecer una capacidad limitada por el aumento de la relación de cortocircuito.

Ya que cada sistema AC con su aplicación HVDC es único, el método de control del voltaje aplicado es objeto de estudio y diseño.

2.10.4. Controles con fines especiales.

Hay una serie de controladores de propósito especial que se puede añadir a los controles de HVDC para tomar ventaja de la rápida respuesta de un enlace DC y ayudar al rendimiento del sistema AC. Estos incluyen:

Control de la amortiguación en los sistemas AC. Un sistema AC está sujeto a las oscilaciones de potencia debida oscilaciones electromecánicas. Un controlador se puede agregar para modular la potencia DC, corriente DC para añadir amortiguación. La frecuencia o el ángulo de fase del voltaje en el sistema AC es medido a uno o ambos extremos del enlace DC, y el controlador está diseñado para ajustar la potencia del enlace DC en consecuencia.

El control de frecuencia del sistema AC. Un controlador de respuesta lenta también puede ajustar la potencia del enlace DC para ayudar a regular la frecuencia del sistema de potencia. Si el rectificador e inversor están en los sistemas de potencia asíncronos, el controlador DC puede extraer potencia de un sistema a otro para ayudar en la estabilización de la frecuencia de cada uno. El paso de ajuste en el cambio de potencia. Un ajuste no continuo en la potencia se puede implementar para sacar provecho de la capacidad de un sistema de transmisión HVDC, para reducir rápidamente o aumentar su potencia. Si la protección del sistema AC determina que un generador o línea de transmisión AC se dispare, una señal puede ser enviada a los controles DC para cambiar su potencia o corriente pedido por una cantidad que va a compensar las pérdidas. Esta función es útil para ayudar a mantener la estabilidad del sistema AC y para facilitar la descarga de un disturbio en un área más amplia.

Una compensación de bajo voltaje AC. Algunas partes de un sistema eléctrico de potencia son propensas al colapso del voltaje AC. Si un sistema de transmisión HVDC está en estas zonas, un control que puede ser implementado para la detección de la caída del voltaje AC y la velocidad a la que está cayendo, una potencia o corriente para reducción rápida del enlace DC puede verse afectada. La reducción en la potencia y la potencia reactiva puede eliminar el esfuerzo del bajo-voltaje en el sistema AC y restaura su voltaje a la normalidad. Amortiguación de oscilación sub-síncrono. Una turbina a vapor y el generador eléctrico puede tener modos de oscilación mecánica sub-síncrono entre las distintas etapas de la turbina y el generador. Si por ejemplo un generador alimenta el rectificador del enlace DC, el control adicional puede ser requerido en el enlace DC para asegurar los modos de oscilación sub-síncrono de interés que está amortiguado positivamente para limitar los esfuerzos de torsión en el eje de la turbina.

2.11. Áreas de desarrollo para convertidores HVDC [5].

El tiristor como el componente clave de un puente convertidor continúa desarrollándose de manera que su voltaje y corriente va en aumento. A su vez la puerta-de-tiristores (GTOs) y los transistores bipolares de puerta aislados (IGBTs) son necesarios para la configuración a la fuente del voltaje en el puente convertidor (VSC). Es el puente convertidor VSC que se está aplicando en los nuevos desarrollos. Sus características especiales incluyen la capacidad de controlar de forma independiente las potencias activa y reactiva en la barra de conexión al sistema AC. Potencia reactiva puede ser capacitiva o inductiva y se puede controlar para cambiar rápidamente de uno a otro.

Un voltaje de alimentación convertidor, como en el inversor no requiere una fuente de voltaje activa AC para conmutar al igual que la línea convencional de conmutación del convertidor. El inversor VSC puede generar un voltaje trifásico AC y de suministro de electricidad a una carga como la única fuente de potencia. Se requiere el filtrado de armónicos, la cancelación de armónicos o la modulación del ancho de pulso para proporcionar un nivel aceptable del voltaje AC de forma de onda.

Dos aplicaciones están ahora disponibles para la fuente de voltaje del convertidor. La primera es de convertidores DC de baja tensión aplicada a sistemas de distribución DC. La primera aplicación de un sistema de distribución DC en 1997, fue desarrollado en Suecia y se conoce como "HVDC Light." Otras aplicaciones de un sistema de distribución DC puede ser (1) en una alimentación DC a cargas remotas o aisladas, sobre todo si el cable bajo el agua o subterráneo sea necesario y (2) para un sistema de colector de un parque eólico donde se desea la distribución por cable, el óptimo e individual control de la velocidad en las turbinas eólicas se desea una alta eficiencia en la turbina.

La segunda aplicación inmediata para el puente convertidor VSC está en la configuración “back-to-back”. El enlace VSC “back-to-back” es la transmisión final y controlador del flujo de potencia. Se puede controlar y revertir el flujo de potencia con facilidad, y el control de potencia reactiva de forma independiente en cada lado. Con un sistema de control adecuado, se puede controlar la potencia para mejorar y preservar el sincronismo del sistema AC, y actuar como un rápido regulador del ángulo de fase en el flujo de potencia con un rango de control a 360 grados.

Existe una considerable flexibilidad en la configuración de los puentes convertidor VSC. Muchos puentes convertidor de dos niveles se pueden montar con propiedades adecuadas de cancelación armónicas con el fin de generar sistemas de voltajes AC de forma de onda. Otra opción es el uso de puentes convertidores de varios niveles para proporcionar la cancelación de armónicos. Además, ambos puentes convertidores de dos niveles y multiniveles puede utilizar la modulación por ancho de pulsos para eliminar los armónicos de orden bajo. Con modulación del ancho de pulso, los filtros de paso alto puede ser necesaria desde el modulador por ancho de pulsos (Pulse Width Modulation: PWM) se suma a los armónicos de alto orden.

Como tecnología de puente convertidor VSC se desarrolla para una mayor aplicación del voltaje DC, será posible eliminar los transformadores convertidor. Esto es posible con las aplicaciones de bajo voltaje en la actualidad. Se espera que los interesantes desarrollos en la electrónica de potencia sigan ofreciendo nuevas y emocionantes configuraciones, y aplicaciones para los convertidores HVDC.

2.12. Ventajas y desventajas de la transmisión DC [6].

Las principales ventajas de la transmisión DC se pueden resumir en:

1. Si el alto costo de la estación convertidor se excluye, las líneas aéreas y cables DC son menos costosos que las líneas aéreas y los cables AC. La distancia de punto de equilibrio es de aproximadamente 500 millas para las líneas aéreas, en algún lugar entre el 15 y 30 millas para cables submarinos, y 30 y 60 millas para cables subterráneos. Por lo tanto, en el caso de que la distancia de transmisión es menor que la distancia de punto de equilibrio, la transmisión AC es más barata que DC, de lo contrario, la transmisión DC es menos costoso. El punto exacto de la distancia de punto de equilibrio depende de las condiciones locales, requerimientos del desempeño de la línea, y las conexiones características del sistema AC.
2. Un enlace DC es asíncrona, es decir, no tiene problema de estabilidad en sí mismo. Por lo tanto, los dos sistemas AC conectados en cada extremo del enlace DC no tienen que estar operando en sincronismo con respecto a uno o incluso necesariamente a la misma frecuencia.
3. La pérdida por efecto corona y las condiciones de interferencia de radio son mejores en las líneas DC que en las líneas AC.
4. El factor de potencia de la línea DC es siempre la unidad, y por lo tanto ninguna compensación reactiva es necesaria.

5. Puesto que la operación síncrona no se exige, la longitud de la línea no está limitado por la estabilidad.
6. La interconexión de dos redes AC por separado a través de un enlace DC no aumenta la capacidad de cortocircuito, y por lo tanto los rangos de los disyuntores (circuit breakers), de uno u otro sistema.
7. Las pérdidas de la línea DC en comparación con la línea AC son menores.

Las principales desventajas de la Transmisión DC se pueden resumir de la siguiente manera:

1. Los convertidores generan corrientes y voltajes armónicos en ambos lados AC y DC, y por lo tanto se requieren filtros.
2. Los convertidores consumen potencia reactiva.
3. Las estaciones convertidores DC son caros.
4. Los disyuntores DC tienen desventajas con respecto a los disyuntores AC debido a que la corriente DC no se reduce a cero dos veces por ciclo, contrario en la corriente AC.

CAPÍTULO 3

INTERCONEXION DE DOS SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA

3.1. Introducción.

Las interconexiones internacionales tienen la finalidad de reducir los costos, mejorar la calidad y seguridad de los servicios eléctricos. En ese sentido, el Acuerdo 536 de la comunidad Andina de Naciones, dio el impulso para los proyectos de Interconexión Eléctrica entre los países que conforman la CAN (Corporación Andina de Naciones), aprovechando las relaciones entre los países, teniendo en cuenta los diferentes marcos regulatorios y dando lugar a los primeros pasos a la interconexión regional y el consecuente uso racional de los recursos energéticos.

La energía eléctrica por su importancia en el sector productivo en cualquier país se considera un bien o producto estratégico no almacenable que se debe comercializar e intercambiar entre países. Un país puede resultar tener ventajas naturales o adquiridas sobre otro país y siempre es más ventajoso para éste comprar energía en el país vecino que producirla por su cuenta.

La visión de la CAN, MERCOSUR y de los organismos integrados de la región, ha sido posibilitar el máximo aprovechamiento de los recursos energéticos de la región, las diferencias estacionales, horarias y por ende la complementariedad, para efectuar el abastecimiento energético integrado regional.

Los beneficios de las interconexiones eléctricas son los siguientes:

- Optimizar los recursos energéticos de la región involucrada.
- Realizar la optimización de una sola infraestructura eléctrica.
- Postergar las inversiones en generación.
- Aprovechar las diferencias en los usos horarios, lo que permite que los distintos sistemas eléctricos tengan la demanda de punta en horas diferentes, de manera que se optimizan los recursos de generación.

- Aprovechar las diferencias entre los climas en las regiones y las costumbres de los pueblos para optimizar los recursos disponibles.
- Se efectúa un aprovechamiento compartido de los recursos de generación.
- Mejoran las posibilidades de evitar colapsos y de pasar emergencias en el corto plazo.
- Mejora la confiabilidad y la calidad del suministro.

En la Tabla 3.1, se muestra el volumen de energía exportada e importada entre los países de la Comisión de Integración Energética Regional-CIER, durante el año 2006.

Tabla 3.1. Exportaciones e importaciones de energía en el MER-2006

Fuente: Congreso Internacional CIER 2007

Valores en GWh		EXPORTADOR								Total Imp.
		Argentina	Brasil	Colombia	Ecuador	Paraguay	Perú	Uruguay	Venezuela	
IMPORTADOR	Argentina		593			6.608		7		7.208
	Brasil	76				39.269		10	510	39.865
	Chile	2.285								2.285
	Colombia				1			31		32
	Ecuador			1.570						1.570
	Paraguay		1							1
	Uruguay	2.024	809							2.833
Total Exp.		4.385	1.403	1.570	1	45.877	0	48	510	53.794

En la Figura 3.1. se muestran las interconexiones internacionales existentes, en estado operativo y las que se encuentran bajo estudio o construcción; además de las principales centrales binacionales.



Figura 3.1. Centrales e Interconexiones Internacionales

Fuente: Congreso Internacional CIER 2007

3.2. Interconexión con el Perú a 230 KV.

Consiste de una línea de transmisión energizada a un voltaje de 230 KV, que en el lado ecuatoriano tiene una extensión de 55 km y de lado peruano 52 km. Dicha línea une las subestaciones Machala en Ecuador y la subestación Zorritos en Perú, como se muestra en la Figura 3.2., permitiendo un intercambio de aproximadamente 100 MW en operación radial.



Figura 3.2. Línea de Transmisión entre la S/E Machala y la S/E Zorritos

3.3. Justificación de la evaluación de la interconexión entre dos Sistemas de Potencia.

Debido a la importancia de las interconexiones regionales para la comercialización de la energía con la finalidad de suplir la demanda tanto de lado ecuatoriano como del peruano es necesario analizar la interconexión entre estos dos sistemas de potencia. El objetivo de nuestro estudio es realizar una comparación técnica y económica en tres alternativas de interconexión, las cuales son:

1. Interconexión en AC a 500 KV.
2. Interconexión con una estación Back to Back (Hibrida).
3. Interconexión en DC.

Para tal efecto en el siguiente capítulo se realiza un análisis de estabilidad del tipo estable tanto para demanda mínima y máxima, obteniendo la capacidad de transmisión que puede soportar la línea de interconexión y el ángulo de sincronismo entre los dos sistemas.

Luego se calcula los costos de inversión y el costo de las pérdidas para cada alternativa con su respectiva anualidad asumiendo una tasa de interés del 12% durante un periodo de tiempo de 30 años. Cabe recalcar que estos costos son aproximados y sirven para una primera etapa en la planificación de proyectos de interconexión de sistemas de potencia.

Finalmente se compara los resultados obtenidos para determinar la alternativa más conveniente desde el punto de vista técnico y económico para la interconexión.

CAPÍTULO 4

RECOPIACION DE LA INFORMACIÓN

4.1. Introducción.

En este capítulo resumimos la información más importante que se debe conocer para tener una idea clara en el tema de la interconexión entre dos sistemas eléctricos de potencia. La implementación de una interconexión entre dos sistemas eléctricos previamente separados, requiere mucho más que solo construir una línea de transmisión nueva. Varios aspectos deben ser considerados, como: la potencia a transferir y en qué dirección, requerimientos de confiabilidad y estabilidad, número de circuitos, frecuencia de los sistemas a ser interconectados, tolerancia de la propagación de disturbios entre los sistemas, aspectos ambientales, etc.

4.2. Representación de los sistemas de potencia.

Todo sistema de potencia se puede representar por el equivalente Thevenin visto de la barra del sistema de potencia en análisis. Por lo tanto el sistema de potencia se puede representar por una impedancia en serie con una fuente de voltaje, como se muestra en la Figura 4.1.

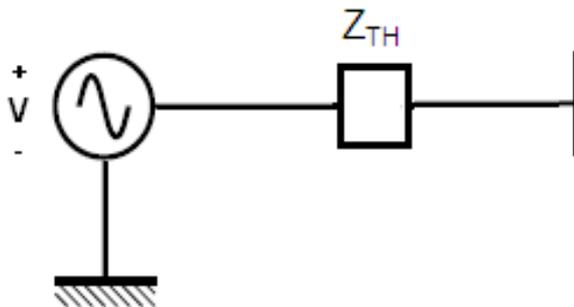


Figura 4.1. Sistema Eléctrico de Potencia representado por el equivalente Thevenin.

4.3. Interconexión entre Sistemas de Potencia [9].

Podemos inicialmente definir que existen dos soluciones completamente diferentes para la interconexión de dos redes de potencia:

1. Un enlace en corriente alterna (HVAC)
2. Un enlace en corriente directa (HVDC)

Un enlace en corriente alterna es la solución natural si las frecuencias de las dos redes a interconectar son las mismas. Si no fuera así la solución natural es un enlace HVDC. Aun siendo las frecuencias de las dos redes a interconectar la misma, hay casos donde un enlace en HVAC no satisface los requerimientos impuestos a la interconexión ó es más cara que un enlace en HVDC.

4.3.1. Interconexión con HVAC.

Una interconexión en corriente alterna obligará a los dos sistemas, previamente independientes, a operar en sincronismo. Por lo tanto será necesario coordinar sus controles de frecuencia, establecer reglas comunes para la generación de reserva primaria y secundaria, rechazo de carga y límites para la variación de frecuencia en estado estacionario y transitorio, etc. Esto implica posibles modificaciones en el control de generadores y procedimientos de operación en los centros de despacho.

El control del flujo de potencia en una interconexión en corriente alterna puede ser indirectamente controlado con los generadores en una de las redes para obtener el intercambio deseado con la otra red. Sin embargo, cualquier disturbio, como la pérdida de una máquina o de carga en uno de

los sistemas causará un desbalance que resultará en un cambio de flujo de potencia en la interconexión. Es por ende sumamente importante que la interconexión sea suficientemente fuerte como para soportar cualquier tipo de sobrecarga. Esto implica que una interconexión en corriente alterna solamente se desempeñará correctamente si es suficientemente fuerte para mantener los dos sistemas en sincronismo durante diferentes contingencias.

La capacidad de la interconexión no debe ser mucho menor que la generación instalada en la red más pequeña. También es importante que no tenga una capacidad menor que la máquina más grande en ambas redes.

Estas son solo reglas prácticas y no es posible dar valores precisos ya que cada caso es único y deberá ser específicamente estudiado. El estado transitorio de una interconexión es igualmente importante de considerar. Para visualizar esto se puede representar una interconexión en corriente alterna como un eje que une dos masas rotativas con cierta inercia, como se muestra en la Figura 4.2.

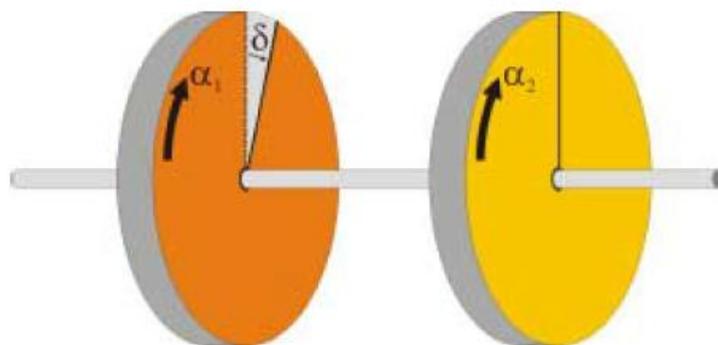


Figura 4.2. Dos sistemas eléctricos interconectados se pueden representar por medio de dos masas giratorias unidas por un eje.

Es simple visualizar el comportamiento de éste sistema mecánico expuesto a un disturbio externo, como una aceleración o frenada de una de las masas.

Ya que el eje no es infinitamente rígido las dos masas empezarán a oscilar. Si el eje es débil y largo las oscilaciones pueden ser considerables, conduciendo finalmente a la ruptura del eje.

Lo mismo ocurrirá a una interconexión entre dos redes fuertes con un enlace en corriente alterna de baja capacidad. La situación es especialmente difícil si el enlace es de gran longitud.

La ecuación que gobierna la potencia P transmitida entre dos redes a través de un enlace en corriente alterna con reactancia X es:

$$P = \frac{E V}{X \text{ Sen } \delta}$$

Donde E y V son los voltajes de cada lado de la interconexión y δ el ángulo entre éstos voltajes. La reactancia X de la línea es directamente proporcional a la longitud de la línea.

La potencia P deberá mantenerse a un nivel que dé un ángulo δ relativamente pequeño, típicamente entre 20 y 30 grados. Si se obliga a transmitir más potencia en la interconexión se puede causar inestabilidad y disturbios en las redes.

Una línea de interconexión larga (valor grande de X) proveerá menor potencia de sincronización que una línea corta. Hay varias formas de mejorar la potencia de sincronización de una línea larga:

1. Nivel de voltaje más alto.
2. Dos o más circuitos.
3. Compensación serie.
4. Esquemas especiales de protecciones.

Las medidas necesarias para asegurar una operación estable de una interconexión entre dos sistemas por medio de líneas de corriente alterna pueden resultar en una capacidad de transmisión instalada más alta que la necesaria. Esto tal vez sea de poca importancia si la interconexión es una buena inversión. Pero es importante recordar que una interconexión de éste tipo puede requerir futuros refuerzos ya que los subsistemas crecen y se expanden.

4.3.2. Interconexión con HVDC.

Como se ha mencionado previamente, una interconexión entre sistemas con distintas frecuencias sólo es posible con HVDC. Pero ésta es solo una de las tantas aplicaciones donde HVDC es una mejor solución, tanto técnica como económicamente. Algunos casos a ser considerados:

- Cuando no es posible o deseable coordinar el control de frecuencia de dos sistemas.
- Cuando pudiera ser difícil de obtener operación estable usando una interconexión con HVAC, ó si se desea mejorar los márgenes de estabilidad de los sistemas.
- Cuando la distancia a transmitir supera la distancia donde el HVDC es más económico que HVAC.
- Cuando la interconexión se realiza con cables submarinos.
- Cuando líneas aéreas no son aceptadas y es necesario usar cables subterráneos de considerable longitud.

Un enlace de HVDC tiene normalmente dos (o más) estaciones convertoras, conectadas a las redes de corriente alterna.

Estas estaciones conversoras están interconectadas por medio de líneas aéreas, cables submarinos o subterráneos o en configuración “Back-to-Back”, donde el rectificador y el inversor se encuentran en la misma subestación. En el caso de tener más de dos estaciones conversoras el enlace se denomina multiterminal.

La mayoría de los enlaces HVDC con línea aérea son construidos en forma bipolar. En términos de confiabilidad éstos son equivalentes a un doble circuito en corriente alterna ya que cada polo puede ser operado en forma independiente del otro, como se muestra en la Figura 4.3

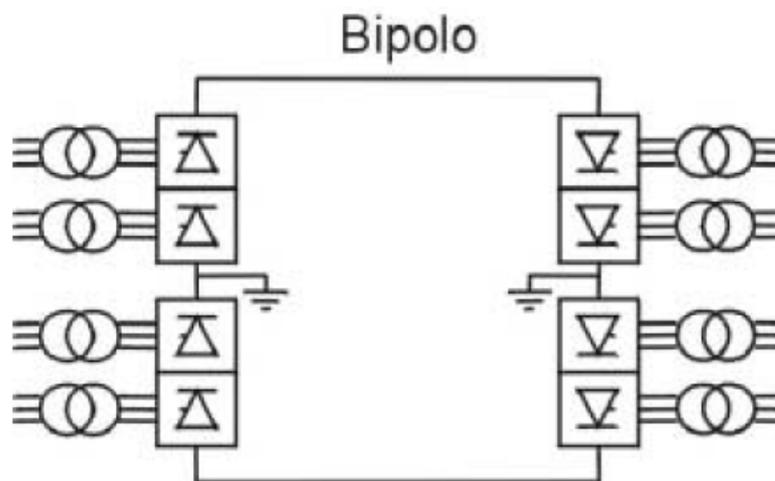


Figura 4.3. Configuración de enlace HVDC

El nivel de voltaje de HVDC es elegido para obtener la mejor solución técnico-económica del enlace completo y no es necesario coordinarlo con el nivel de voltaje del lado de corriente alterna. Un gran número de enlaces HVDC con potencia nominal de 1200 MW a 3000 MW operan con +/- 500 kVdc. Al contrario de la corriente alterna, donde se encuentran dificultades cuando la distancia a transmitir es considerable, con HVDC no hay límites técnicos.

Una de las características fundamentales de un enlace con HVDC es su asincronismo. (Las redes conectadas al rectificador y al inversor no necesitan estar sincronizadas.) Interconectando dos redes con HVDC permite mantener el control de frecuencias separado. Un disturbio en una de las redes que resulte en un cambio de frecuencia no afectará la potencia transmitida por el enlace (a no ser que el sistema de control haya sido específicamente diseñado para ello), y no hay ningún riesgo de inestabilidad en la interconexión. (En este sentido se puede ver el enlace HVDC como un “muro contrafuego”)

La posibilidad de controlar exactamente el nivel de potencia transmitida es una de las ventajas del HVDC. Este control es realizado electrónicamente por los sistemas de control en las estaciones convertoras. Usualmente el modo de control principal es el de transferencia de potencia constante, es decir el operador da la orden del nivel de potencia a transmitir por el enlace.

Otra función de control que es frecuentemente implementada en los casos donde se interconectan diferentes sistemas de potencia, es permitir al enlace cambiar automáticamente el nivel de orden de potencia para de ésta manera asistir a la red que experimente problemas, como la pérdida de generación.

El hecho de que la potencia transmitida por el enlace de HVDC es continuamente controlada imposibilita la sobrecarga del enlace y la consecuente pérdida de éste cuando más es necesitado. También significa que, en comparación con enlaces de corriente alterna, se puede limitar los flujos de potencia en paralelo en un sistema interconectado.

4.4. Consideraciones para determinar los costos de transmisión AC y DC [1].

Las comparaciones directas de costos para las soluciones alternativas entre AC y DC en la transmisión de energía son parte esencial del proceso de toma de decisiones. Los costos de los elementos del sistema principal deben ser desarrollados para cada una de las tecnologías en cuestión.

Durante los primeros estudios económicos, las estimaciones de costos aproximados de instalación se hacen para establecer el primer nivel de inversión. Se puede calcular los costos de los equipos a utilizar y niveles de voltaje para transmitir una determinada cantidad de potencia.

El capital y los costos de operación deben ser evaluados en el proceso de selección del diseño de transmisión AC más económico y en la comparación de este diseño con la opción más económico de DC. Los procedimientos para determinar estos valores se desarrollan en el Capítulo 5.

En la siguiente Tabla 4.1 se enumera los elementos que deben ser examinados y evaluados al comparar opciones en AC y DC para la transmisión de potencia eléctrica. La consideración de los elementos de aplicación debe dar una imagen bastante completa de los costos totales y beneficios de cualquiera de las opciones, así permite una comparación informada de las dos tecnologías.

Tabla 4.1. Elementos Genéricos para comparación de costos. [1]

Costo de los elementos del sistema para potencia transmitida dada (MW) y longitud de la línea.	
AC	DC
Derecho de vía	Derecho de vía
Densidad de carga por hectárea de derecho de vía	Densidad de carga por hectárea de derecho de vía
Voltaje de transmisión	Voltaje de transmisión
Líneas-Conductores-Torres	Líneas-Conductores-Torres
Subestaciones o estaciones de conmutación	Estaciones convertidores HVDC
Disyuntores y desconexiones	Disyuntores y desconexiones
Transformadores	Transformadores
Potencia reactiva (capacitiva e inductiva)	Filtros y suministro de Var
Capacitores Shunt y reactores Capacitores series Sistemas Estáticos Var	
	Conjunto de la válvula y reactor suave Electrodo aterrizado e interruptor de transferencia de retorno metálico
Control de protección	Control de protección
Obras civiles en la estación	Obras civiles en la estación
Las pérdidas en la línea de la estación	Las pérdidas en la línea de la estación
Comunicaciones	Comunicaciones
Características de Operación	Características de Operación
Sistema de refuerzo	Sistema de refuerzo
Impacto ambiental	Impacto ambiental
Consecuencias y la recuperación de fallas en la línea de corta duración fallas en la línea de larga duración	Consecuencias y la recuperación de fallas en la línea de corta duración fallas en la línea de larga duración
Mejoramiento de la estabilidad	Mejoramiento de la estabilidad
Transitorio Dinámico	Transitorio Dinámico
Recuperación de la ruptura del sistema	Recuperación de la ruptura del sistema
Falla de magnitud y disyuntor de interrupción de servicio	Falla de magnitud y disyuntor de interrupción de servicio
Disponibilidad de energía	Disponibilidad de energía
Facilidad de tapping para cargas intermedias	Facilidad de tapping para cargas intermedias
	Conversión de las líneas AC a DC

La distribución de los costos en los componentes es diferente para los sistemas de AC y DC. Para un sistema AC, los costos de la línea predominan y los costos de la subestación AC son relativamente pequeños. Mientras que para un sistema DC los costos de la estación convertidor pueden predominar, y fácilmente pueden ser comparables a los costos de la línea en AC.

4.5. Costos de la estación DC [1].

En esta sección se menciona algunas de las consideraciones básicas y factores implicados en el desarrollo de los costos preliminares de la estación DC, así como también se presentan datos y curvas para la formulación de las estimaciones.

Sobre la base de un conocimiento general de los requisitos del sistema representado por el nivel de transmisión de potencia, voltaje de línea DC, y los voltajes del sistema AC, es posible estimar los costos de una estación en particular, siempre que no existan requerimientos inusuales, con un impacto económico significativo. Esta estimación preliminar puede tener una tolerancia de $\pm 10\%$.

El objetivo de las razones descritas a continuación es para que sea posible obtener rápidamente un costo preliminar de la estación DC que puede ser combinada con otra información para realizar estudios más detallados.

Es útil desarrollar los costos de la estación del convertidor DC en relación con el rango del sistema de potencia, el voltaje DC y el voltaje AC que se suministra a la estación convertidor; en esencia estos tres factores constituyen una base razonable para hacer las estimaciones de los costos.

4.5.1. Rango del Sistema de Potencia.

Para el caso de una base seleccionada de 500 MW, 1000 A, ± 250 KV DC conectado a dos líneas de 230 KV AC. Se supone que hay un puente de 12 pulsos por polo. El costo de esta estación convertidor es de 1,0 pu, que se convierte en dólares por kilovatio.

Esta información se presenta en la Figura 4.4. Aunque el Costo vs Función de Potencia no es una curva continua es una buena aproximación que puede ser utilizada para estudios en una primera aproximación.

La difusión de esta curva es atribuible a las pérdidas en las válvulas, transformadores convertidores, filtros AC y reactores suaves; con la incertidumbre cada vez mayor en rangos más altos de megavatios.

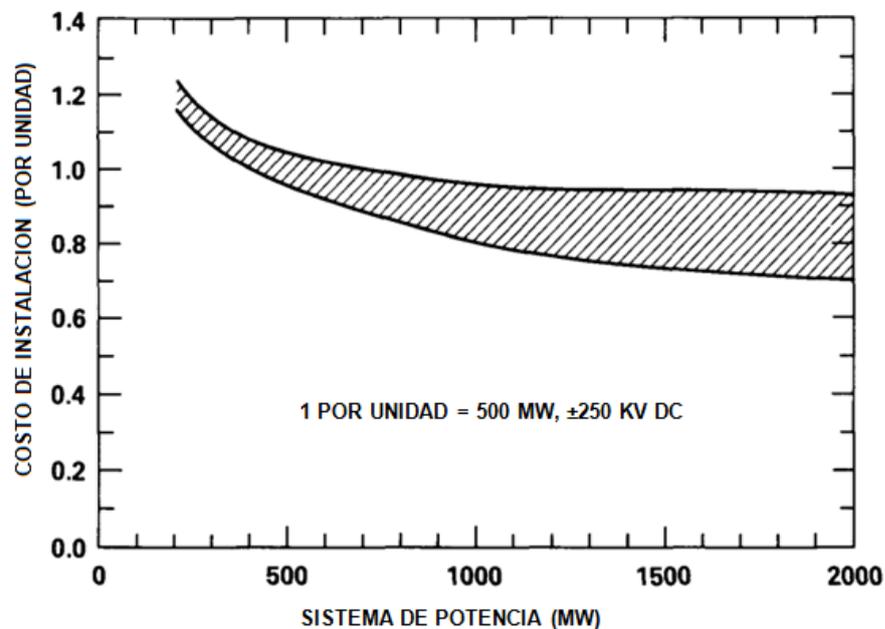


Figura 4.4. Costo de Instalación en pu vs Sistema de potencia para la transmisión de punto a punto. [1]

Los datos de la Figura 4.4 también se pueden utilizar para estimar el costo de una instalación “back-to-back”. La naturaleza de un sistema “back-to-back” permite la selección más económica de la tensión DC de tal manera que la capacidad total de corriente de los tiristores es utilizada. Otros ahorros se derivan al utilizar un reactor suave más pequeño y eliminar el filtro DC.

También hay ahorros en los requerimientos de construcción, tales como la necesidad de un solo edificio. En consecuencia, los costos de dólares por kilovatio son menos que para un rango de sistema de potencia **Punto a Punto**. Un multiplicador de 0.8 es una buena aproximación para la conversión de los costos por unidad de la curva a una aplicación “back-to-back”.

4.5.2. Voltaje DC.

El segundo factor que más influye al costo terminal es el voltaje DC seleccionado. Para una potencia determinada, hay una tensión óptima para minimizar los costos terminales. Sin embargo, el diseño del voltaje y corriente convertidor puede ser fácilmente variado, por lo que el diseño del convertidor puede ser elegido para minimizar el costo total del sistema.

Cuando la curva de Costo vs Voltaje para la línea de transmisión se representa junto con la del convertidor, una óptima tensión del sistema se puede determinar. Por lo tanto, el voltaje final DC elegido para los terminales suele ser trazados por las líneas de transmisión. Para instalaciones back-to-back donde no hay una línea, el voltaje de operación DC se elige para minimizar los costos del convertidor. Desde que los costos del convertidor aumentan con el voltaje, el diseño óptimo refleja una corriente alta a un bajo voltaje.

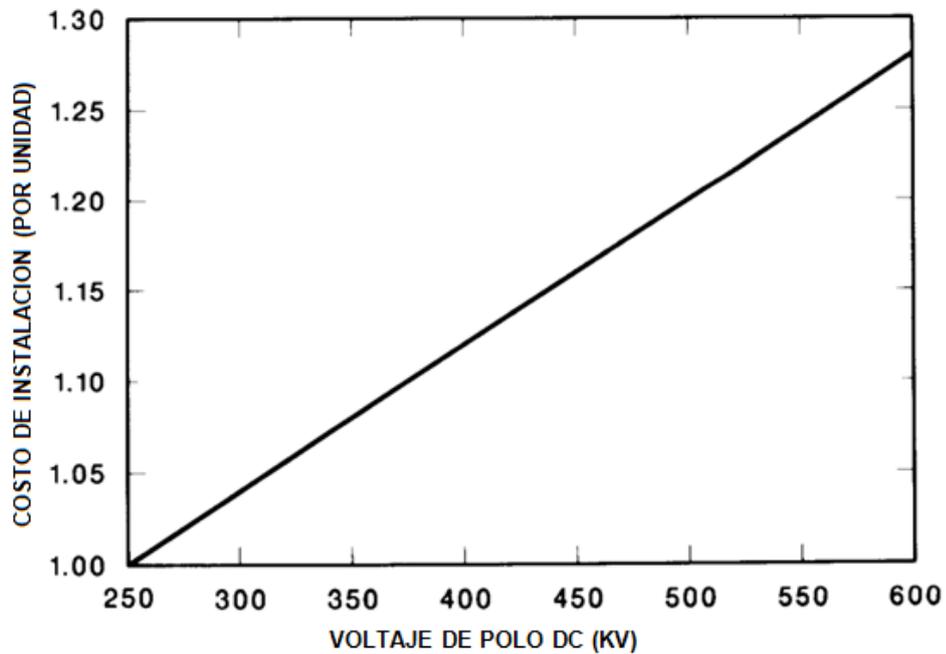


Figura 4.5. Costo de instalación por unidad vs voltaje de polo DC para transmisión punto a punto [1].

La Figura 4.5 muestra la relación entre el voltaje de polo DC y los costos de instalación en por unidad. Para esta curva, la tensión de polo 1 pu se ha fijado en 250 KV DC. Como muestra en la figura, el aumento de la tensión a 500 KV se traduciría en un aumento del 20% de los costos terminales para una potencia fija.

Este aumento se debe principalmente a un mayor número de tiristores necesarios para incrementar el voltaje de la válvula. En la práctica, el voltaje depende de los costos terminales no es una función continua, sin embargo, la Figura. 4.5 se puede utilizar para dar una buena aproximación.

4.5.3. Voltaje AC.

Al igual que el voltaje DC afecta el costo terminal por su influencia en el diseño del equipo DC, los voltajes de barra AC a los convertidores que están conectados también afectan en los costos.

La Figura 4.6 muestra la relación entre el voltaje de barra AC y los costos de instalación terminales. El costo de las conexiones de 230 KV AC se ha establecido como 1 pu. A voltajes más altos los costos terminales aumentan, principalmente debido al incremento de costos por bancos de filtros y Var, también por transformadores convertidores.

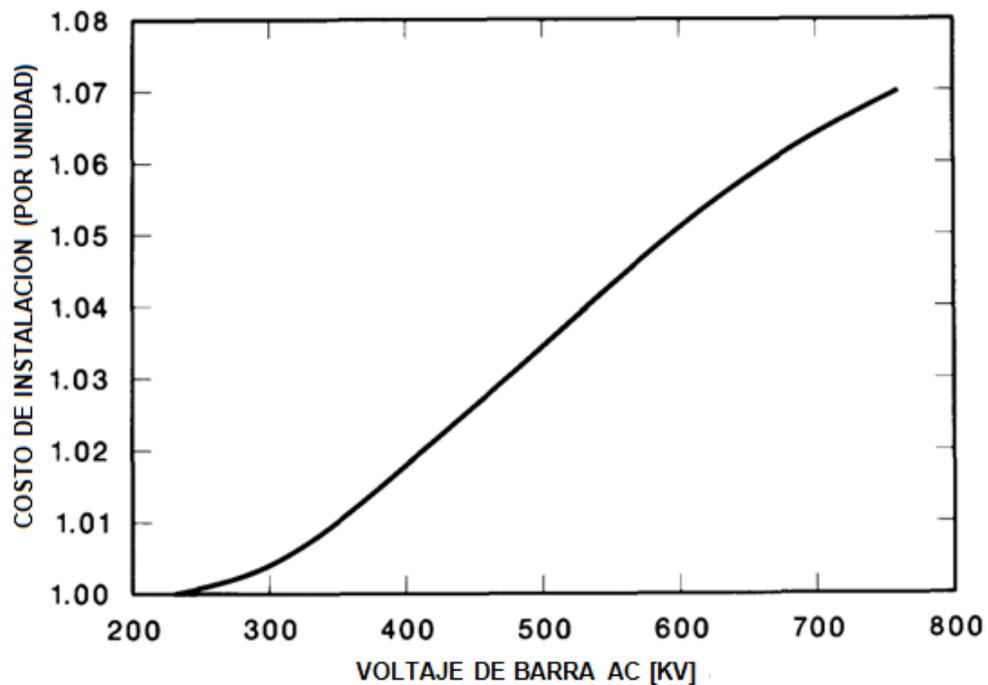


Figura 4.6. Costo de instalación en por unidad vs Voltaje de Barra AC [1].

4.6. Cálculo de Costos de la estación convertidor DC [1].

Las curvas en las Figuras. 4.4 a 4.6 permiten determinar los costos de la estación convertidor que se calcula en por unidad como función de la potencia DC, el voltaje DC, y el voltaje AC. Para convertir a dólares por unidad se cuenta con una cifra aproximada en dólares por kilovatio.

Según el “Oak Ridge National Laboratory” [1] en una encuesta de precios a contratos para los sistemas DC y los fabricantes de equipos DC se ha consultado su precio actual para una mejor estimación en dólares para un valor en por unidad. Teniendo como resultado 35 dólares por kilovatio para ambos (dos) terminales de punto a punto del sistema y back to back. Por lo tanto, en la Figura. 4.4, $1 \text{ pu} = 35 \text{ \$/KW}$.

4.7. Costo de Equipos DC [1].

El costo de cada componente de la estación convertidor se lo determina como un porcentaje del costo total del proyecto, tal como se muestra en la Tabla 4.2.

Tabla 4.2. Costos del sistema DC como un porcentaje del costo total del proyecto

Equipos	Porcentaje del costo total
Transformadores convertidores	20-25
Válvulas (incluidos los controles y refrigeración)	20-30
Filtros y suministro Var	5 a 20
Varios (comunicaciones, reactor DC, pararrayos, retransmisión, etc.)	5 a 15
Ingeniería (estudios de sistemas, gestión de proyectos)	2 a 5
Obras civiles e instalación del sitio	15-30

4.8. Pérdidas en la estación Convertidor en DC [1].

Las pérdidas en una estación convertidor son atribuibles a las válvulas, transformadores convertidores, filtros AC y reactores suaves. Las pérdidas a plena carga puede variar desde 0.7% hasta 0.9% del rango del costo del convertidor a plena carga. Los armónicos generados por el convertidor requieren una consideración especial en el cálculo de las pérdidas totales de los equipos. Se debe tener en cuenta que las pérdidas se calculan para cada terminal del convertidor.

4.9. Descripción del proyecto de interconexión con Perú [10].

Este proyecto se lo ha dividido en tres etapas de desarrollo:

Primera:

En el mes de diciembre del año 2004, se culminó con la construcción de la primera etapa, que comprende la operación radial de la interconexión mediante una línea de transmisión a 230 KV que parte desde la subestación Zorritos en el Perú y llega a la subestación Machala en el Ecuador, en donde toma la carga de la Empresa Eléctrica Regional El Oro mediante un transformador 230/69 KV equipado con cambiador de tomas bajo carga en 69 KV. Esto permite una capacidad de transmisión de 100 MW.

Las obras realizadas para esta primera etapa fueron las siguientes:

- L/T Machala – Frontera, 230 KV, 55 km en estructuras de doble circuito.
- Ampliación de la subestación Machala con una posición de línea/transformador a 230 KV y un banco de transformadores monofásicos (4 unidades) 230/69 KV y 33/44/55 MVA de capacidad cada uno.

- Patio de 69 KV con un sistema de barras encapsuladas en SF6, con esquema doble barra principal, con tres posiciones para transformador (dos auto transformadores 138/69 KV y un transformador 230/69 KV), dos posiciones de línea de transmisión y acoplamiento.

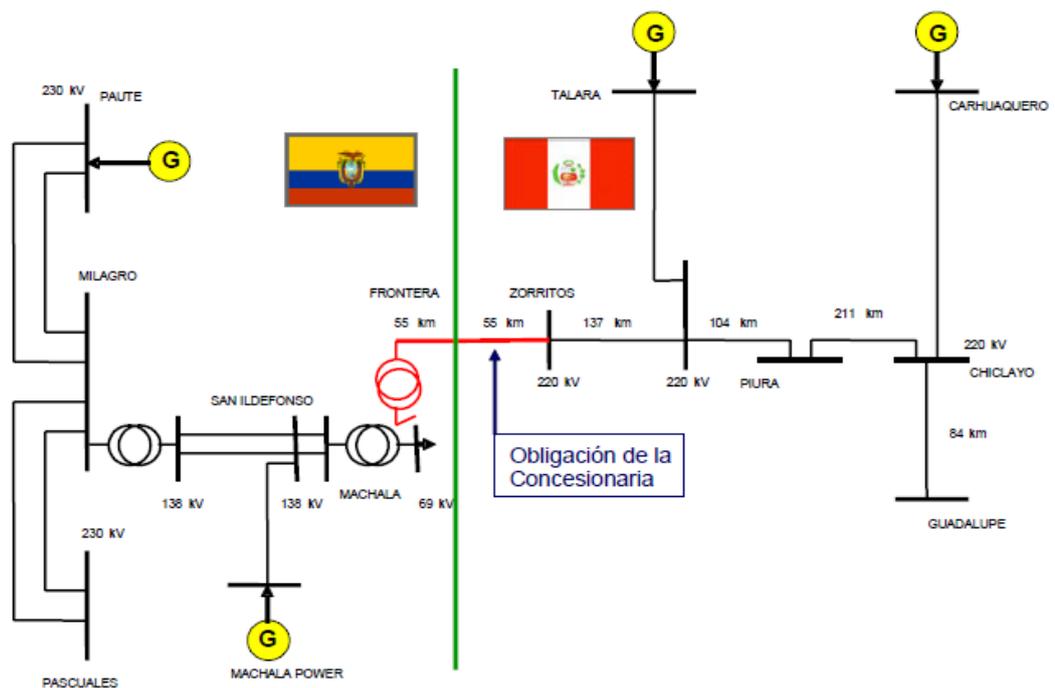


Figura 4.7. Interconexión con Perú. Primera Etapa – Operación Radial Bidireccional Ecuador - Perú

Segunda:

Considera la instalación de una estación convertidor de corriente continua modalidad “back to back”, que permitiría la operación interconectada de los dos sistemas, con una capacidad de transferencia de 100 MW.

Para la operación de esta alternativa será necesario disponer de la línea de transmisión Milagro – Machala a 230 KV, con las correspondientes ampliaciones de las subestaciones.

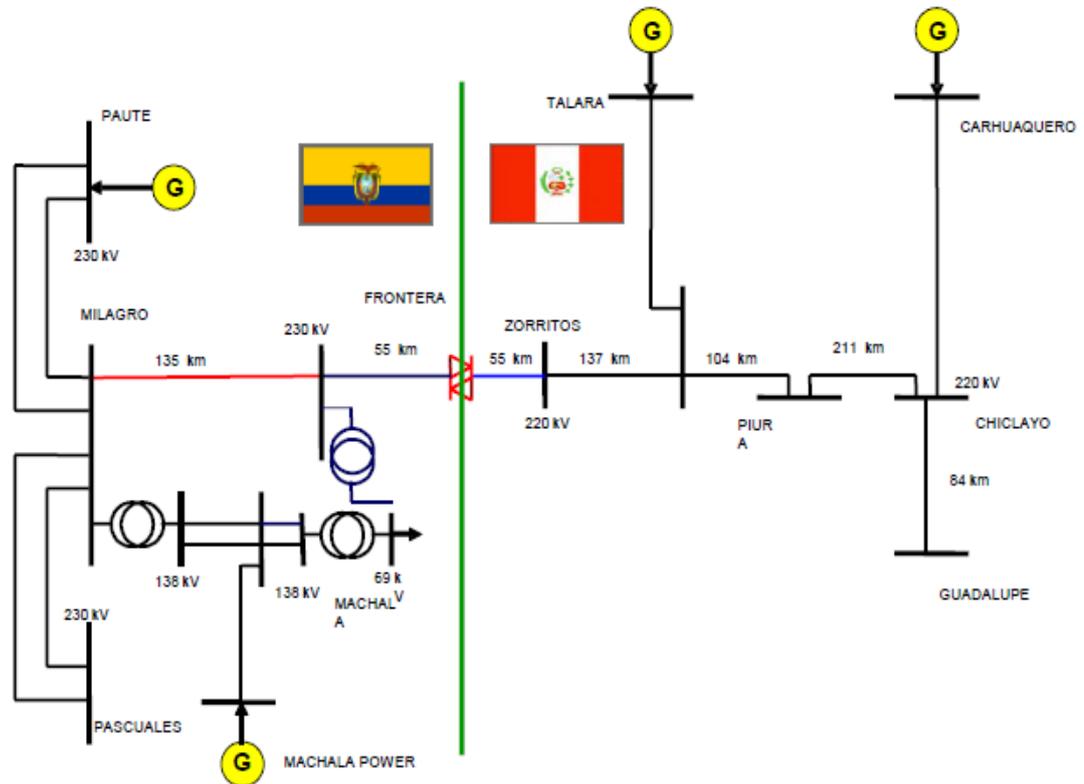


Figura 4.8. Interconexión con Perú. Segunda Etapa – Operación Interconectada (Back to Back) 125 MW.

Tercera:

Permitirá transmitir hasta 250 MW de potencia, para lo cual se requieren las siguientes obras:

- Instalación de un segundo circuito entre Milagro y Tumbes, en las mismas estructuras utilizadas para el primer circuito.
- Instalación de una segunda etapa de la estación convertidor “back to back” con capacidad para 125 MW.
- Reforzamiento del sistema de transmisión del norte peruano.

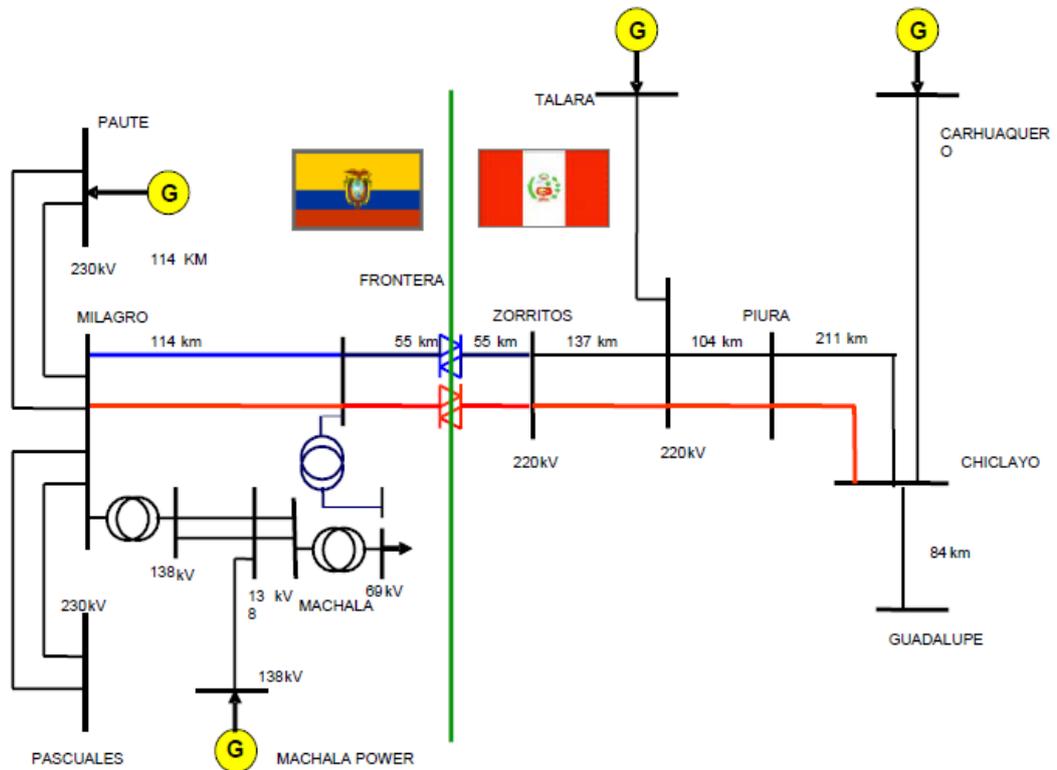


Figura 4.9. Interconexión con Perú. Tercera Etapa – Operación Interconectada (Back to Back) 250 MW.

4.9.1. Situación actual del proyecto.

En la actualidad no se definen las condiciones en las cuales debe operar la primera etapa de la interconexión binacional, al no existir un acuerdo comercial con el gobierno de Perú. Respecto a la conexión radial, el Perú puede alimentar la carga de la subestación Machala, en toda condición de demanda, siempre que esté operando el grupo TGN4 de la Central Térmica Talara con 80 MW y que el factor de potencia de la carga de Machala este entre 0.98 y 1,0.

En Octubre del 2003, en reunión de representantes de TRANSELECTRIC, CENACE, COES y REP en la ciudad de Medellín de Colombia; se demostró la inviabilidad de la operación síncrona de los sistemas eléctricos de Colombia, Ecuador y Perú, debido a la presencia de oscilaciones electromecánicas no amortiguadas, sobre todo en el sistema peruano [8].

Para evitar estos problemas, se concluyó que el enlace de interconexión más conveniente es del tipo asincrónico con una máxima capacidad de 250 MW; recomendando que este proyecto se desarrolle en varias etapas y considera una estación de acople de corriente continua “Back-to-Back” en la frontera.

4.9.2. Costos de inversión del proyecto.

En la tabla 4.3 se muestran los costos de inversión de las diferentes etapas del proyecto para cada país en millones de dólares (MUS\$).

Tabla 4.3. Costos de las etapas del proyecto de interconexión con Perú.

(En millones de dólares)

Fuente: IIRSA (Integración de la Infraestructura Regional Suramericana)

ETAPAS	EQUIPOS	PERU	ECUADOR	TOTAL
Primera	Líneas	7,6	7,4	15
	B/B	0	0	0
Segunda	Líneas	0	0	0
	B/B	13,3	13,3	26,6
Tercera	Líneas	46,5	24,1	70,6
	B/B	13,3	13,3	26,6
TOTAL		80,7	58,1	138,8

CAPÍTULO 5

ANALISIS COMPARATIVO ENTRE LAS ALTERNATIVAS

El Ecuador se encuentra en la actualidad conectado con el Sistema de transmisión colombiano, sin embargo, debido al crecimiento de la demanda se ha planeado la interconexión con el Sistema de transmisión peruano. En este capítulo realizamos el análisis de la interconexión de dos sistemas eléctricos de potencia; siendo el primero el Sistema Nacional Interconectado del Ecuador (S.N.I) y el segundo el sistema eléctrico peruano utilizando dos alternativas para el enlace:

- 1) Interconexión en AC.
- 2) Interconexión en DC.

A continuación se analiza la alternativa más conveniente tanto económica como operacionalmente para el enlace:

5.1. Interconexión en AC.

En la interconexión en AC entre los dos sistemas se debe garantizar la operación en sincronismo, para nuestro estudio asumimos lo siguiente:

- Para obtener el circuito equivalente del sistema ecuatoriano, respecto a la barra de la S/E Machala, contamos con los niveles de cortocircuitos para condiciones de máxima y mínima generación en dicha barra, y son [1]:

$$\checkmark X_{THmin1} = 198.747 [\Omega]$$

$$\checkmark X_{THmax2} = 116.858 [\Omega]$$

- Los parámetros de la línea AC de interconexión varían dependiendo del nivel de voltaje en el caso de estudio.

- Como no tenemos datos reales del Sistema de transmisión peruano, para determinar el equivalente thevenin desde la barra de Talara asumimos los siguientes valores de reactancias tanto para mínima como para máxima demanda:

$$✓ X_{THmin2} = 20 [\Omega]$$

$$✓ X_{THmax2} = 15 [\Omega]$$

- La transferencia de potencia se realiza desde el Sistema peruano hacia el ecuatoriano, ya que el primer sistema tiene mayor capacidad de generación.

En nuestro estudio analizamos la estabilidad de tipo estable de tres casos para la interconexión en AC de estos sistemas eléctricos:

- 1) Interconexión actual (Operación Radial).
- 2) Interconexión de los dos sistemas a nivel de 230 KV.
- 3) Interconexión de los dos sistemas a nivel de 500 KV.

5.1.1. Interconexión actual (Operación Radial).

En este primer caso se analiza la situación actual de la interconexión. La operación radial consiste en que la provincia de El Oro se desconecta del sistema ecuatoriano y queda conectada al sistema peruano, como se muestra en la Figura 5.1.

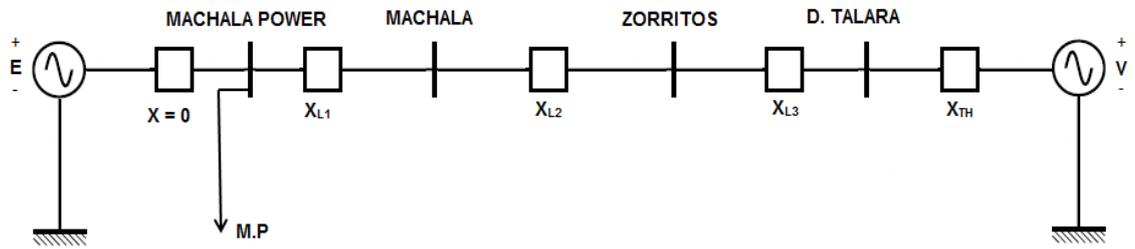


Figura 5.1. Diagrama de interconexión radial entre el sistema peruano y la provincia de El Oro.

Donde:

V: voltaje en la barra de envío (S/E Talara).

X_{TH} : reactancia Thevenin, asumida para el sistema peruano.

X_{L1} : reactancia de la línea desde Machala Power (M.P) hasta la S/E Machala.

X_{L2} : reactancia de la línea de transmisión entre la S/E Machala y la S/E Zorritos.

X_{L3} : reactancia de la línea de transmisión entre la S/E Zorritos y la S/E Talara.

En nuestro análisis trabajaremos en cantidades en por unidad, para una mejor apreciación de los cálculos y resultados. Nuestros datos para este caso son los siguientes:

Datos de Base:

$$KV_{base} = 220 \text{ KV}$$

$$MVA_{base} = 100 \text{ MVA}$$

$$Z_{base} = \frac{KV^2}{MVA} = \frac{(220)^2}{100} = 484 \Omega$$

$$V = \frac{220}{220} = 1 \text{ pu}$$

Datos de la Línea:

	Ω/Km	Km	Ω	P.U.
XL	0,4866	277	134,7882	0,2785

a) Análisis para demanda mínima.

Para realizar este análisis se considera que la provincia de El Oro tiene una demanda mínima de 70 MW, utilizando los siguientes datos:

$$X_{THmin} = 20 \Omega$$

$$P_m = 70 \text{ MW}$$

Tasa de crecimiento anual para demanda mínima = 5.6%

Cálculos realizados:

$$X_{Tmin} = X_{L1} + X_{L2} + X_{L3} + X_{THmin}$$

$$X_L = X_{L1} + X_{L2} + X_{L3}$$

$$X_{Tmin} = 134,788 + 20$$

$$X_{Tmin} = 154.788 \Omega$$

$$X_{Tmin} = \frac{154.788}{484} = 0.319 \text{ pu}$$

$$P_{max} = \frac{EV}{X_{Tmin}} = \frac{(1)(1)}{0.319} = 3.127 \text{ pu}$$

$$P_m = \frac{70}{100} = 0.7 \text{ pu}$$

Con la fórmula: $P_e = P_{max} \sin \delta$

$$P_e = P_m$$

$$P_{max} \sin \delta = P_m$$

$$\delta_{0min} = \sin^{-1} \left(\frac{P_m}{P_{max}} \right)$$

$$\delta_{0min} = \sin^{-1} \frac{0.7}{3.127} = 12.94^\circ$$

$$\delta_{0min} = 12.94^\circ$$

El ángulo de sincronismo entre los dos sistemas es δ_{0min} es 12.94° para mínima demanda en el año de inicio de la interconexión.

A continuación presentamos la Tabla 5.1 que muestra el incremento de la demanda, considerando la tasa de crecimiento anual para mínima demanda de 5.6%, con su respectivo aumento del ángulo de sincronización para los años futuros.

Tabla 5.1. Análisis de Estabilidad para demanda mínima en operación radial.

Año	Pe (Pu)	δ (Grados)
2011	0,70	12,94
2012	0,74	13,67
2013	0,78	14,46
2014	0,82	15,29
2015	0,87	16,16
2016	0,92	17,10
2017	0,97	18,09
2018	1,03	19,14
2019	1,08	20,25
2020	1,14	21,44
2021	1,21	22,71
2022	1,27	24,06
2023	1,35	25,50

A partir de los datos de la Tabla 5.1, se realiza la curva de estabilidad Potencia vs Angulo, para demanda mínima, como se muestra en la Figura 5.2.

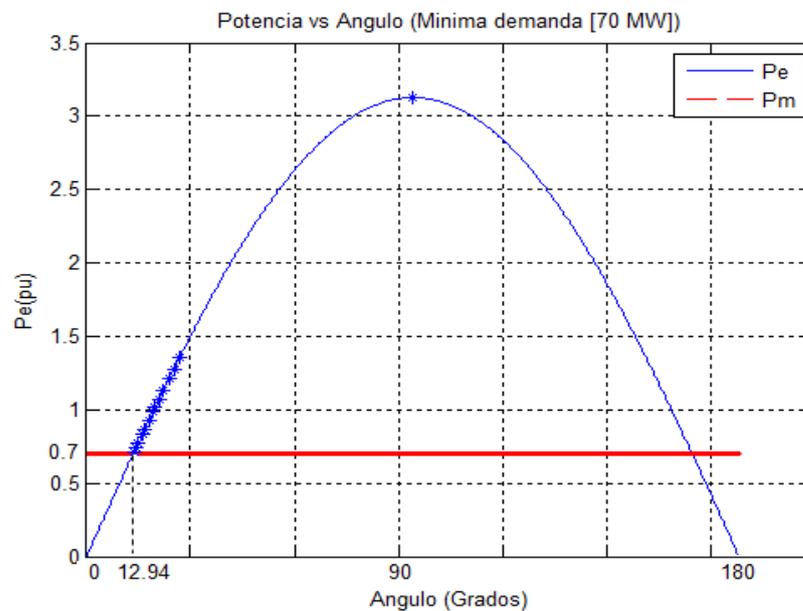


Figura 5.2. Curva “Potencia vs Angulo”, para demanda mínima en Operación Radial

En el diagrama Potencia vs Angulo de la Figura. 5.2 se aprecia el aumento del ángulo de sincronismo en función de la potencia para demanda mínima. Las variables a monitorear son los ángulos (relativos a una máquina síncrona como referencia de los rotores de las máquinas). La curva de estabilidad nos muestra que los sistemas interconectados permanecen en sincronismo y que para el año 2023 en donde la $P_e = 1.35$ y $\delta_{0min} = 25.50^\circ$ sigue sin perder el sincronismo.

b) Análisis para demanda máxima.

Para realizar este análisis se considera que la provincia de El Oro tiene una demanda máxima de 118 MW, utilizando los siguientes datos:

$$X_{THmax} = 15 \Omega$$

$$P_m = 118 \text{ MW}$$

Tasa de crecimiento anual para demanda máxima = 7.1%

Cálculos realizados:

$$X_{Tmax} = X_{L1} + X_{L2} + X_{L3} + X_{THmax}$$

$$X_L = X_{L1} + X_{L2} + X_{L3}$$

$$X_{Tmax} = 134,788 + 15$$

$$X_{Tmax} = 149.788 \Omega$$

$$X_{Tmax} = \frac{149.788}{484} = 0.3095 \text{ pu}$$

$$P_{max} = \frac{E V}{X_{Tmax}} = \frac{(1)(1)}{0.3095} = 3.231 \text{ pu}$$

$$P_m = \frac{118}{100} = 1.18 \text{ pu}$$

Con la fórmula: $P_e = P_{max} \sin \delta$

$$P_e = P_m$$

$$P_{max} \sin \delta = P_m$$

$$\delta_{0max} = \sin^{-1} \left(\frac{P_m}{P_{max}} \right)$$

$$\delta_{0max} = \sin^{-1} \frac{1.18}{3.231} = 21.42^\circ$$

$$\delta_{0max} = 21.42^\circ$$

El ángulo de sincronismo entre los dos sistemas es $\delta_{0max} = 21.42^\circ$ para máxima demanda en el año de inicio de la interconexión.

A continuación presentamos la Tabla 5.2 que muestra el incremento de la demanda, considerando la tasa de crecimiento anual para máxima demanda de 7.1%, con su respectivo aumento del ángulo de sincronización para los años futuros.

Tabla 5.2. Análisis de Estabilidad para demanda máxima en operación radial.

Año	Pe (Pu)	δ (Grados)
2011	1,18	21,42
2012	1,26	23,02
2013	1,35	24,76
2014	1,45	26,66
2015	1,55	28,72
2016	1,66	30,97
2017	1,78	33,44
2018	1,91	36,18
2019	2,04	39,21
2020	2,19	42,61
2021	2,34	46,48
2022	2,51	50,95
2023	2,69	56,28

A partir de los datos de la Tabla 5.2, se realiza la curva de estabilidad Potencia vs Angulo, para demanda máxima, como se muestra en la Figura 5.3.

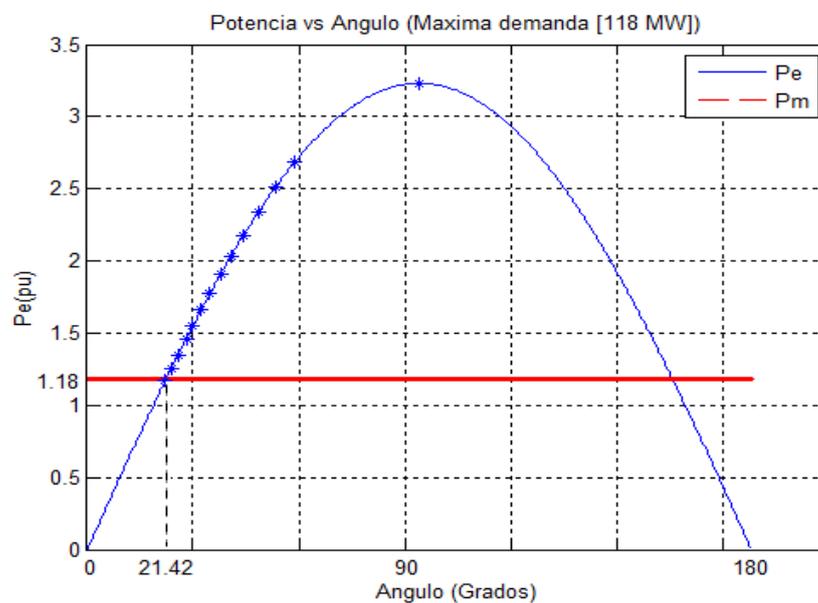


Figura 5.3. Curva “Potencia vs Angulo”, para demanda máxima en Operación Radial

En este caso de demanda máxima los dos sistemas permanecen sincronizados hasta el año 2015; porque luego de eso el ángulo δ_{0max} de transmisión de potencia es mayor a 30° y el sistema será más sensible a perder el sincronismo.

5.1.2. Interconexión de los dos sistemas a nivel de 230 KV.

En este segundo caso se asume una interconexión de los dos sistemas a través de una línea de transmisión desde la S/E Machala hasta una S/E ubicada en la derivación Talara, como se muestra en la Figura 5.4. La transferencia de potencia es a un nivel de voltaje de 230 KV.

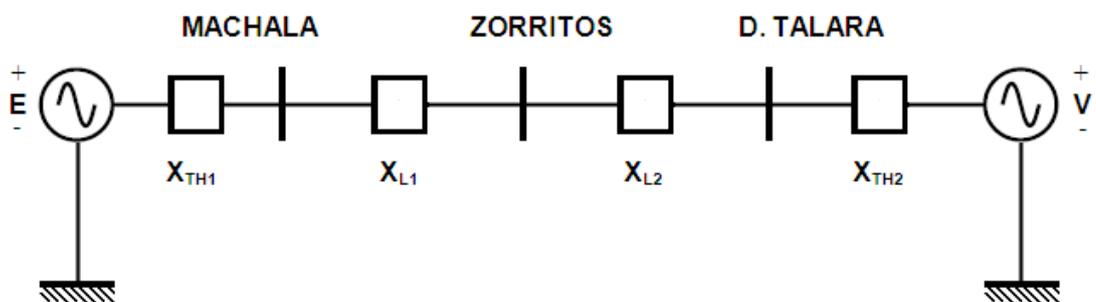


Figura. 5.4. Diagrama de interconexión de los dos sistemas de potencia a 230 KV.

Dónde:

V: voltaje en la barra de envío (S/E D. Talara).

E: voltaje en la barra de recibo (S/E Machala).

X_{TH1} : reactancia Thevenin, medida desde la Subestación Machala hacia el S.N.I.

X_{TH2} : reactancia Thevenin, asumida para el sistema peruano.

X_{L1} : reactancia de la línea de transmisión entre la S/E Machala y la S/E Zorritos.

X_{L2} : reactancia de la línea de transmisión entre la S/E Zorritos y la S/E D. Talara.

En nuestro análisis trabajaremos en cantidades en por unidad, para una mejor apreciación de los cálculos y resultados. Nuestros datos para este caso son los siguientes:

Datos de Base:

$$KV_{base} = 230 \text{ KV}$$

$$MVA_{base} = 100 \text{ MVA}$$

$$Z_{base} = \frac{KV^2}{MVA} = \frac{(230)^2}{100} = 529 \Omega$$

$$E = \frac{220}{230} = 0.956 \text{ pu}$$

$$V = \frac{230}{230} = 1 \text{ pu}$$

Datos de la Línea:

	Ω/Km	Km	Ω	P.U.
XL	0,4866	247	120,1902	0,2272

a) Análisis para demanda mínima.

Según estudios realizados para el proyecto de interconexión entre ambos países, en la primera etapa para demanda mínima la transmisión de potencia es de 100 MW, para lo cual contamos con los siguientes datos:

$$X_{THmin1} = 198.747 \Omega$$

$$X_{THmin2} = 20 \Omega$$

$$P_m = 100 \text{ MW}$$

Tasa de crecimiento anual para demanda mínima = 5.6%

Cálculos realizados:

$$X_{Tmin} = X_L + X_{THmin1} + X_{THmin2}$$

$$X_L = X_{L1} + X_{L2}$$

$$X_{Tmin} = 120.19 + 198.747 + 20$$

$$X_{Tmin} = 338.937 \Omega$$

$$X_{Tmin} = \frac{338.937}{529} = 0.641 pu$$

$$P_{max} = \frac{E V}{X_{Tmin}} = \frac{(1)(0.956)}{0.641} = 1.493 pu$$

$$P_m = \frac{100}{100} = 1 pu$$

Con la fórmula: $P_e = P_{max} \sin \delta$

$$P_e = P_m$$

$$P_{max} \sin \delta = P_m$$

$$\delta_{0min} = \sin^{-1} \left(\frac{P_m}{P_{max}} \right)$$

$$\delta_{0min} = \sin^{-1} \frac{1}{1.493} = 42.05^\circ$$

$$\delta_{0min} = 42.05^\circ$$

El ángulo de sincronismo entre los dos sistemas es $\delta_{0min} = 42.05^\circ$ para mínima demanda en el año de inicio de la interconexión.

A continuación presentamos la Tabla 5.3 que muestra el incremento de la demanda, considerando la tasa de crecimiento anual para mínima demanda de 5.6%, con su respectivo aumento del ángulo de sincronización para los años futuros.

Tabla 5.3. Análisis de Estabilidad para demanda mínima a nivel de 230 KV.

Año	Pe (Pu)	δ(Grados)
2011	1,00	42,05
2012	1,06	45,02
2013	1,12	48,33
2014	1,18	52,07
2015	1,24	56,40
2016	1,31	61,59
2017	1,39	68,26
2018	1,46	78,78
2019	1,55	*
2020	1,63	*
2021	1,72	*
2022	1,82	*
2023	1,92	*

(*) No se puede transmitir potencia.

A partir de los datos de la Tabla 5.3, se realiza la curva de estabilidad Potencia vs Angulo, para demanda mínima, como se muestra en la Figura 5.5.

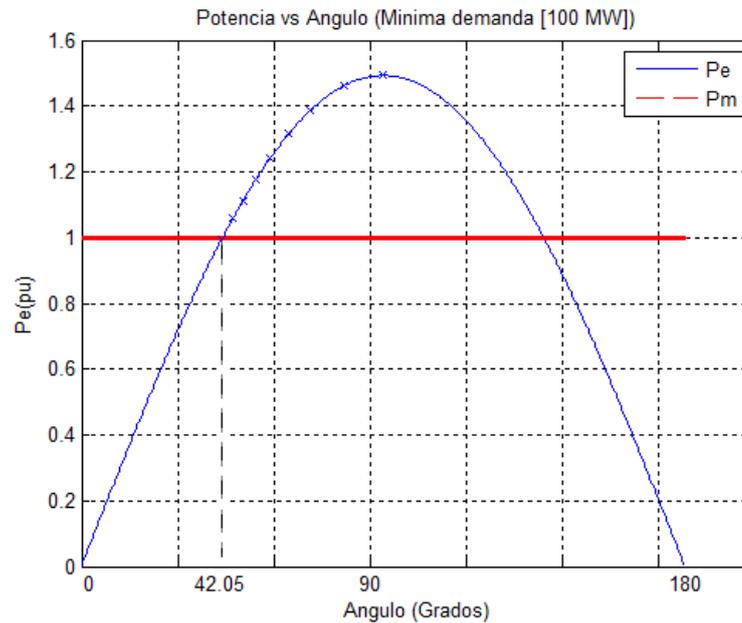


Figura 5.5. Diagrama “Potencia vs Angulo”, para demanda mínima a nivel 230 KV.

En este caso para demanda mínima la interconexión entre los dos sistemas no es factible, porque el ángulo de sincronismo al inicio del enlace es mayor a 30° y por lo tanto están en el límite de la estabilidad de estado estable.

b) Análisis para demanda máxima.

Según estudios realizados para el proyecto de interconexión entre ambos países en la finalización del proyecto para demanda máxima la transmisión de potencia es de 250 MW, para lo cual contamos con los siguientes datos:

$$X_{THmax1} = 116.858 \Omega$$

$$X_{THmax2} = 15 \Omega$$

$$P_m = 250 \text{ MW}$$

$$\text{Tasa de crecimiento anual para demanda máxima} = 7.1\%$$

Cálculos realizados:

$$X_{Tmax} = X_L + X_{THmax1} + X_{THmax2}$$

$$X_L = X_{L1} + X_{L2}$$

$$X_{Tmax} = 120.19 + 116.858 + 15$$

$$X_{Tmax} = 252.048 \Omega$$

$$X_{Tmax} = \frac{252.048}{529} = 0.476 pu$$

$$P_{max} = \frac{E V}{X_{Tmax}} = \frac{(1)(0.956)}{0.476} = 2.01 pu$$

$$P_m = \frac{250}{100} = 2.5 pu$$

De los cálculos realizados se determina que la potencia que se debe transmitir no es posible en este esquema. Como consecuencia no se puede determinar el ángulo de sincronismo y por lo tanto los sistemas no se pueden interconectar como se muestra en la Figura 5.6.

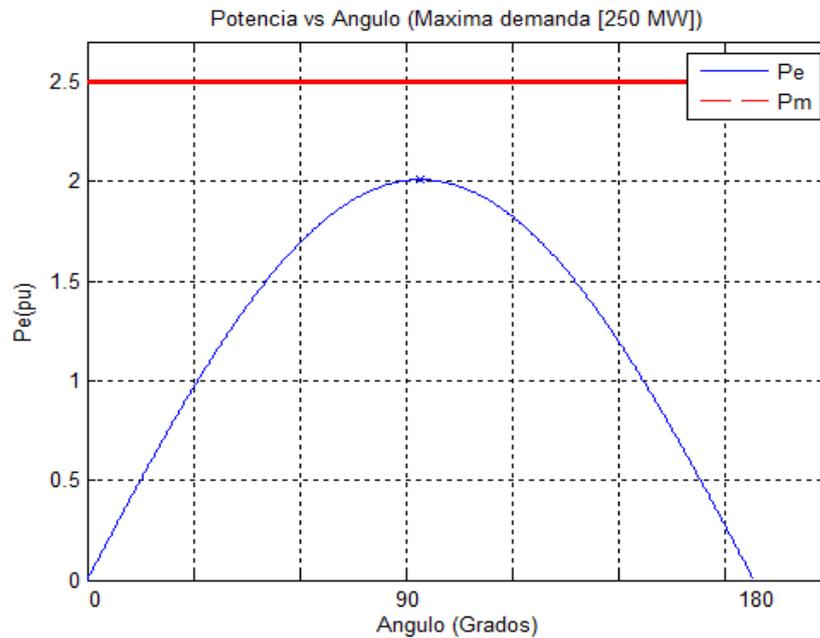


Figura 5.6. Diagrama "Potencia vs Angulo", para demanda máxima a nivel 230 KV

5.1.3. Interconexión de los dos sistemas a nivel de 500 KV.

Este caso aumentamos el voltaje en las barras a 500 KV y utilizamos una línea de transmisión 4x750 ACAR, como se muestra en la Figura 5.7.

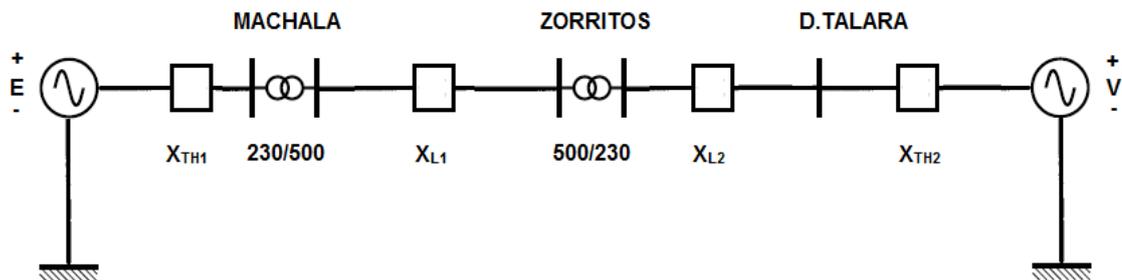


Figura. 5.7. Diagrama de interconexión de los dos sistemas de potencia a 500 KV

En nuestro análisis trabajaremos en cantidades en por unidad, para una mejor apreciación de los cálculos y resultados. Nuestros datos para este caso son los siguientes:

Datos de Base:

$$KV_{base} = 500 \text{ KV}$$

$$MVA_{base} = 100 \text{ MVA}$$

$$Z_{base} = \frac{KV^2}{MVA} = \frac{(500)^2}{100} = 2500 \Omega$$

$$E = \frac{500}{500} = 1 \text{ pu}$$

$$V = \frac{500}{500} = 1 \text{ pu}$$

Datos de la Línea:

	Ω/Km	Km	Ω	P.U.
XL	0,3234	247	79,8798	0,0320

a) Análisis para demanda mínima.

Según estudios realizados para el proyecto de interconexión entre ambos países, en la primera etapa para demanda mínima la transmisión de potencia es de 100 MW, para lo cual contamos con los siguientes datos:

$$X_{THmin1} = 198.747 \Omega$$

$$X_{THmin2} = 20 \Omega$$

$$P_m = 100 \text{ MW}$$

Tasa de crecimiento anual para demanda mínima = 5.6%

Cálculos realizados:

$$X_{Tmin} = X_L + X_{THmin1} + X_{THmin2}$$

$$X_L = X_{L1} + X_{L2}$$

$$X_{Tmin} = 79.88 + 198.747 + 20$$

$$X_{Tmin} = 298.63 \Omega$$

$$X_{Tmin} = \frac{298.63}{2500} = 0.1195 pu$$

$$P_{max} = \frac{EV}{X_{Tmin}} = \frac{(1)(1)}{0.1195} = 8.372 pu$$

$$P_m = \frac{100}{100} = 1 pu$$

Con la fórmula: $P_e = P_{max} \sin \delta$

$$P_e = P_m$$

$$P_{max} \sin \delta = P_m$$

$$\delta_{0min} = \sin^{-1} \left(\frac{P_m}{P_{max}} \right)$$

$$\delta_{0min} = \sin^{-1} \frac{1}{8.372} = 6.86^\circ$$

$$\delta_{0min} = 6.86^\circ$$

El ángulo de sincronismo entre los dos sistemas es $\delta_{0min} = 6.86^\circ$ para mínima demanda en el año de inicio de la interconexión.

A continuación presentamos la Tabla 5.4 que muestra el incremento de la demanda, considerando la tasa de crecimiento anual para mínima demanda de 5.6%, con su respectivo aumento del ángulo de sincronización para los años futuros.

Tabla 5.4. Análisis de Estabilidad para demanda mínima a nivel de 500 KV.

Año	Pe (Pu)	δ(Grados)
2011	1,00	6,86
2012	1,06	7,25
2013	1,12	7,65
2014	1,18	8,09
2015	1,24	8,54
2016	1,31	9,02
2017	1,39	9,53
2018	1,46	10,07
2019	1,55	10,64
2020	1,63	11,25
2021	1,72	11,89
2022	1,82	12,56
2023	1,92	13,28

A partir de los datos de la Tabla 5.4, se realiza la curva de estabilidad Potencia vs Angulo, para demanda mínima, como se muestra en la Figura 5.8.

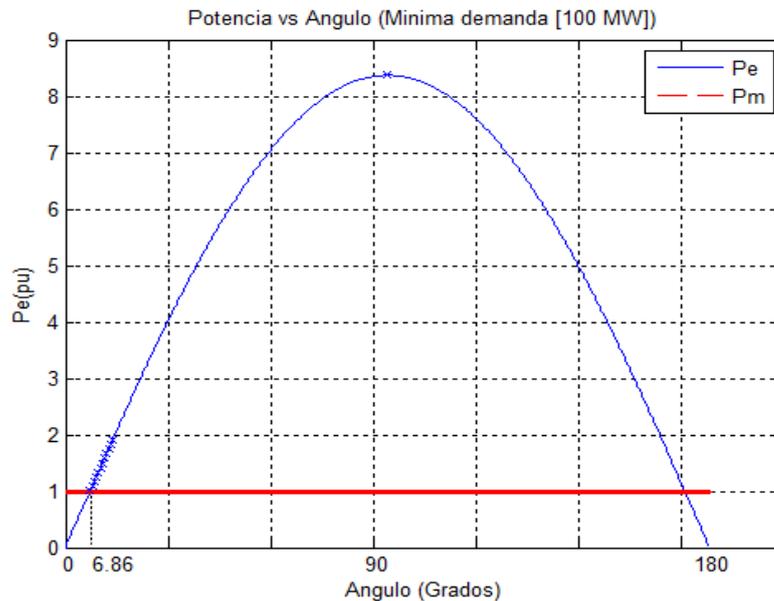


Figura. 5.8. Diagrama “Potencia vs Angulo”, para demanda mínima a nivel 500 KV
 En este caso de demanda mínima, al aumentar los niveles de voltaje en las barras de envío y recibo los dos sistemas permanecen sincronizados desde el año de inicio de la interconexión hasta el año 2023, en donde el $\delta_{0min} = 13.23^\circ$ y la $P_e = 1.92$ pu.

b) Análisis para demanda máxima.

Según estudios realizados para el proyecto de interconexión entre ambos países en la finalización del proyecto para demanda máxima la transmisión de potencia es de 250 MW, para lo cual contamos con los siguientes datos:

$$X_{THmax1} = 116.858 \Omega$$

$$X_{THmax2} = 15 \Omega$$

$$P_m = 250 \text{ MW}$$

Tasa de crecimiento anual para demanda máxima = 7.1%

Cálculos realizados:

$$X_{Tmax} = X_L + X_{THmax1} + X_{THmax2}$$

$$X_L = X_{L1} + X_{L2}$$

$$X_{Tmax} = 79.88 + 116.858 + 15$$

$$X_{Tmax} = 211.738 \Omega$$

$$X_{Tmax} = \frac{211.738}{2500} = 0.0847 pu$$

$$P_{max} = \frac{E V}{X_{Tmax}} = \frac{(1)(1)}{0.0847} = 11.807 pu$$

$$P_m = \frac{100}{100} = 1 pu$$

Con la fórmula: $P_e = P_{max} \sin \delta$

$$P_e = P_m$$

$$P_{max} \sin \delta = P_m$$

$$\delta_{0min} = \sin^{-1} \left(\frac{P_m}{P_{max}} \right)$$

$$\delta_{0min} = \sin^{-1} \frac{1}{11.807} = 12.22^\circ$$

$$\delta_{0min} = 12.22^\circ$$

El ángulo de sincronismo entre los dos sistemas es $\delta_{0max} = 12.22^\circ$ para máxima demanda en el año de inicio de la interconexión.

A continuación presentamos la Tabla 5.5 que muestra el incremento de la demanda, considerando la tasa de crecimiento anual para máxima demanda de 7.1%, con su respectivo aumento del ángulo de sincronización para los años futuros.

Tabla 5.5. Análisis de Estabilidad para demanda máxima a nivel de 500 KV.

Año	Pe (Pu)	δ(Grados)
2011	2,50	12,22
2012	2,68	13,11
2013	2,87	14,06
2014	3,07	15,08
2015	3,29	16,18
2016	3,52	17,36
2017	3,77	18,64
2018	4,04	20,01
2019	4,33	21,50
2020	4,63	23,11
2021	4,96	24,86
2022	5,32	26,76
2023	5,69	28,83

A partir de los datos de la Tabla 5.5, se realiza la curva de estabilidad Potencia vs Angulo, para demanda máxima, como se muestra en la Figura 5.9.

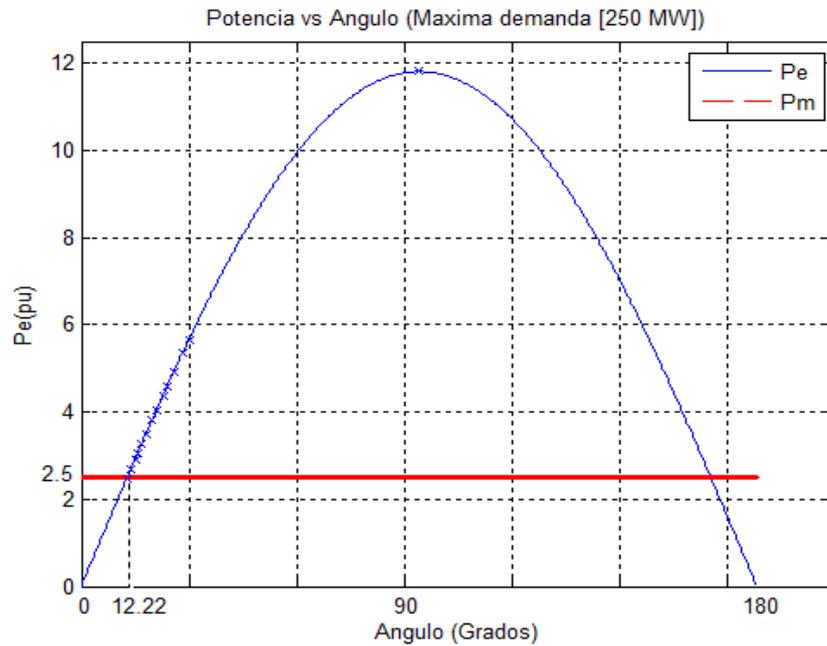


Figura 5.9. Curva “Potencia vs Angulo”, para demanda máxima a nivel de 500 KV

En este caso de demanda máxima, al aumentar los niveles de voltaje en las barras de envío y recibo los dos sistemas permanecen sincronizados desde el año de inicio de la interconexión hasta el año 2023, en donde el ángulo es $\delta_{0max} = 28.83^\circ$ y la $Pe = 5.69$ pu.

5.2. Interconexión en DC.

En esta sección analizamos nuestro estudio de interconexión utilizando un enlace DC. Para tal efecto tenemos dos alternativas:

- 1) Interconexión Punto a Punto
- 2) Interconexión Back to Back.

5.2.1. Interconexión Punto a Punto.

En este caso de interconexión utilizamos dos estaciones convertidor, una estación Emisor que está ubicada en el lado peruano y otra estación Receptor ubicada en el lado ecuatoriano, como se muestra en la Figura 5.10.

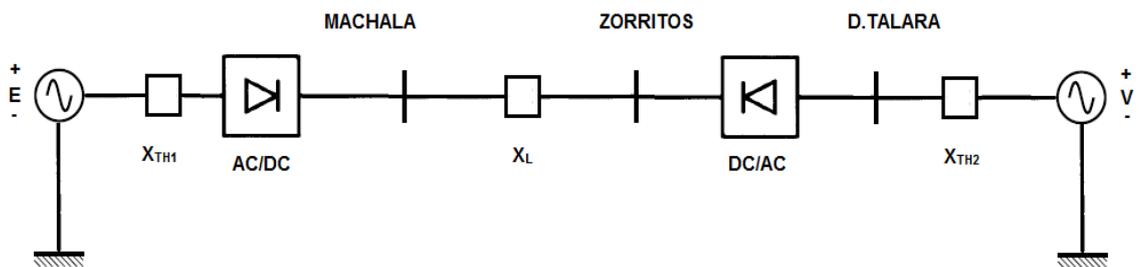


Figura 5.10. Diagrama de Interconexión Punto a Punto.

a) Estimación de costo de la estación convertidor.

Para esta estimación, usando las Figuras 4.4 a 4.6; los costos preliminares para una estación de 250 MW, sistema de transmisión ± 500 KV DC punto a punto conectado a una barra AC de 230 KV se determina de la siguiente manera:

De la Figura 4.4 para 250 MW, el rango de costos \$/KW por unidad es de 1.25 a 1.75.

De la Figura 4.5 para 500 KV DC, el multiplicador es 1.2.

De la Figura 4.6 para 230 KV AC, el multiplicador es 1.

Los rangos de costos \$/KW por unidad para el sistema son:

$$1.25 \times 1.2 \times 1 = 1.5$$

$$1.75 \times 1.2 \times 1 = 2.1$$

Usando los costos de “Oak Ridge National Laboratory” [1] (1 pu = 35 \$/KW).

$$1.5 \times 35 = 52.5$$

$$2.1 \times 35 = 73.5$$

Por lo tanto, la estimación preliminar de la inversión para una sola estación convertidor esta entre \$ 52.5 a \$ 73.5 millones de dólares.

b) Estimación de costo de los equipos DC.

Para la estación de 250 MW, sistema de transmisión ± 500 [KV] DC punto a punto conectado a una barra AC de 230 [KV], la estimación preliminar de la inversión esta entre \$ 52.5 a \$ 73.5 millones de dólares, por lo tanto los costos de los equipos se detallan en la Tabla 5.6.

Tabla 5.6. Costo de los equipos de estación punto a punto para las especificaciones dadas (250 MW, ± 500 KV DC, 230 KV AC, en millones de dólares).

Equipos	Porcentaje del costo total
Transformadores convertidores	10.5 – 18.37
Válvulas (incluidos los controles y refrigeración)	10.5 – 22.05
Filtros y suministro Var	2.63 – 14.7
Varios (comunicaciones, reactor DC, pararrayos, retransmisión, etc.)	2.63 – 11.03
Ingeniería (estudios de sistemas, gestión de proyectos)	1.05 – 3.67
Obras civiles e instalación del sitio	7.87 – 22.05

5.2.2. Interconexión con estación Back to Back.

En este caso de interconexión utilizamos una estación Back to Back ubicada en la frontera entre los dos países, como se muestra en la Figura 5.11.

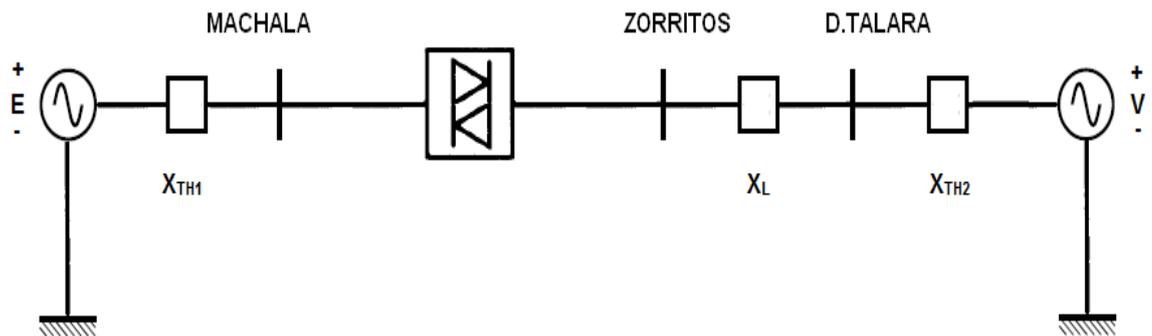


Figura 5.11. Diagrama de Interconexión Back to Back.

a) Estimación de costo de la estación convertidor.

El rango de costos para un terminal “back to back” de 250 MW conectado a barra de 230 KV AC se determina de la siguiente manera:

De la Figura 4.4 para 250 MW, el rango de costo \$/KW por unidad es de 1.25 a 1.75.

De la Figura 4.6 para 230 KV AC, el multiplicador es 1.

Para un sistema “back to back”, el multiplicador es 0.8.

Los rangos de costos \$/KW por unidad para el sistema son:

$$1.25 \times 1 \times 0.8 = 1$$

$$1.75 \times 1 \times 0.8 = 1.4$$

Usando los costos de “Oak Ridge National Laboratory” [1] (1 pu = 35 \$/KW).

$$1 \times 35 = 35$$

$$1.4 \times 35 = 49$$

Por lo tanto, la estimación preliminar de la inversión esta entre \$ 35 a \$ 49 millones de dólares.

b) Estimación de costo de los equipos DC.

Para la estación “back to back” conectado a una barra de 230 KV AC, la estimación preliminar de la inversión esta entre \$ 35 a \$ 49 millones de dólares, por lo tanto los costos de los equipos se detallan en la Tabla 5.7.

Tabla 5.7. Costo de los equipos de estación “back to back” para las especificaciones dadas (250 MW, 230 KV AC, en millones de dólares).

Equipos	Porcentaje del costo total
Transformadores convertidores	7 – 12.25
Válvulas (incluidos los controles y refrigeración)	7 – 14.7
Filtros y suministro Var	1.75 – 9.8
Varios (comunicaciones, reactor DC, pararrayos, retransmisión, etc.)	1.75 – 7.35
Ingeniería (estudios de sistemas, gestión de proyectos)	0.7 – 2.45
Obras civiles e instalación del sitio	5.25 – 14.7

5.3. Análisis Técnico – Económico de las alternativas de interconexión.

El análisis realizado en los numerales anteriores 5.1 y 5.2 nos permite concluir que las alternativas factibles para una interconexión entre los sistemas ya mencionados son:

- 1) Enlace AC a 500 KV.
- 2) Enlace Back to Back (Hibrida).
- 3) Enlace DC (Punto a Punto).

A continuación se realiza el análisis y la comparación económica de las tres alternativas operacionalmente viables para la interconexión, considerando una transmisión de 250 MW.

Para determinar el costo total de cada alternativa se utilizan las siguientes ecuaciones:

$$Costo_{Total} = Costo_{Inversion} + Costo_{Perdidas}$$

$$Costo_{Perdidas} = Costo_{Perdidas\ Energia} + Costo_{Perdidas\ Potencia}$$

$$Costo_{Perdidas\ Energia} = (Perdidas_{Energia})(Costo_{Energia})(factor_{Perdidas})$$

$$factor_{Perdidas} = 0.7f_c^2 + 0.3f_c$$

$$Potencia_{Media} = (Perdidas_{Potencia})(f_c)$$

$$Perdidas_{Energia} = (Potencia_{Media})(t)$$

$$Costo_{Perdidas\ de\ Energia} = (Perdidas_{Energia})(f_{perdidas})(Costo_{Energia})$$

Donde:

$Costo_{Inversion}$: Corresponde a los costos de inversión de las subestaciones, estaciones convertidores y líneas de transmisión ya que son los valores mas elevados en comparación con los de los equipos adicionales.

$Costo_{Perdidas\ Energia}$: Corresponde a los costos de las perdidas que se producen durante la interconexión en un periodo de tiempo.

$Costo_{Perdidas\ Potencia}$: Corresponden a los costos de las perdidas de potencia que ocurren en la línea de transmisión y se dan por efecto Joule (I^2R).

$Perdidas_{Energia}$: Perdidas en [KWh]

$Costo_{Energia}$: Costo de la energía en [\$/KWh]

f_c : Factor de carga

Finalmente se calcula la anualidad de cada costo asumiendo una tasa de interés del 12% durante un periodo de 30 años y se compara la anualidad total más económica entre las alternativas. Los costos fueron obtenidos de [1], [10] y [11].

5.3.1. Alternativa AC a 500 KV.

En esta alternativa se aumenta el nivel de voltaje en las barras de la S/E Machala y D. Talara a 500 KV y utilizamos una línea 4x750 ACAR AC para la interconexión.

a) Costo de inversión.

En la Tabla 5.8 se muestra los costos correspondientes para la inversión de esta alternativa.

Tabla 5.8. Costo de Inversión para la Alternativa AC a 500 KV.

DESCRIPCION	AC
Potencia nominal [MW]	250
Costo de Subestación [M\$/MW]	0,18
Costo de Subestación [M\$]	45,17
Longitud de la línea [Km]	247
Costo de línea de transmisión [M\$/Km]	0,24
Costo de línea de transmisión [M\$]	58,91
Inversión Total [M\$]	104,08
Anualidad de la Inversión a 30 años 12% [M\$]	12,92

b) Costo de pérdidas.

Para realizar el cálculo de las pérdidas en una línea de transmisión en AC se utilizan las siguientes ecuaciones:

$$I_L = \frac{P}{\sqrt{3}V_L F_p}$$

$$Perdidas_{AC} = (I_L)^2 (R_{AC})$$

Datos:

$$P = 250 \text{ MW}$$

$$V_L = 500 \text{ KV}$$

$$F_p = 0.9$$

$$L = 247 \text{ Km}$$

$$R_{AC \text{ a } 75^\circ\text{C}} = 0.0985 \text{ } \Omega/\text{Km}$$

En la Tabla 5.9 se muestra las pérdidas de potencia de la línea AC a 500KV.

Tabla 5.9. Pérdidas de Potencia de la línea AC a 500 KV.

DESCRIPCION	AC
Potencia [MW]	250
R. Línea [Ω]	6,08
Corriente en la línea [A]	321,13
Pérdidas [MW]	0,63

A continuación se presenta la Tabla 5.10 con los costos de las pérdidas y su respectiva anualidad (Ver Apéndice B).

Tabla 5.10. Costo de Pérdidas de la línea AC a 500 KV.

Alternativa AC	
Pérdidas Potencia [MW]	0,63
Pérdidas Potencia [KW]	630
Factor de Carga	0,7
Potencia Media [KW]	441
Tiempo [horas]	8760
Pérdidas Energía [KWh]	3.863.160
Factor de Pérdidas	0,553
Costo Energía [\$/KWh]	0,04
Costo Pérdidas de Energía [\$]	85.453
VP Pérdidas de Energía [\$]	688.340

Por lo tanto el costo total para la alternativa AC en millones de dólares es:

$$Costo_{Total} = Costo_{Inversion} + Costo_{Pérdidas}$$

$$Costo_{Total} = 12,92 + 0,69$$

$$Costo_{Total} = 13,61 [M\$]$$

5.3.2. Alternativa Back to Back (Híbrida).

En esta alternativa se utiliza una estación Back to Back ubicada en la frontera para la interconexión entre los dos sistemas a un nivel de voltaje de 230 KV.

a) Costo de inversión.

En la Tabla 5.11 se muestra los costos correspondientes para la inversión de esta alternativa.

Tabla 5.11. Costo de Inversión para la Alternativa Back to Back.

DESCRIPCION	B/B
Potencia nominal [MW]	250
Costo de Subestación [M\$/MW]	0,14
Costo de Subestación [M\$]	35
Longitud de la línea [Km]	110
Costo de línea de transmisión [M\$/Km]	0,18
Costo de línea de transmisión [M\$]	19,8
Inversión Total [M\$]	54,8
Anualidad de la Inversión a 30 años 12% [M\$]	6,80

b) Costo de pérdidas.

Para realizar el cálculo de las pérdidas en una línea de transmisión en AC se utilizan las siguientes ecuaciones:

$$I_L = \frac{P}{\sqrt{3}V_L F_P}$$

$$Perdidas_{AC} = (I_L)^2(R_{AC})$$

Datos:

$$P = 250 \text{ MW}$$

$$V_L = 230 \text{ KV}$$

$$F_p = 0.9$$

$$L = 110 \text{ Km}$$

$$R_{AC \text{ a } 75^\circ\text{C}} = 0.0985 \text{ } \Omega/\text{Km}$$

En la Tabla 5.12 se muestra las perdidas de potencia de la línea AC a 230KV.

Tabla 5.12. Perdidas de Potencia de la línea AC a 230 KV.

DESCRIPCION	B/B
Potencia [MW]	250
R. Línea [Ω]	2,71
Corriente en la línea [A]	698,11
Perdidas [MW]	1,32

A continuación se presenta la Tabla 5.13 con los costos de las perdidas y su respectiva anualidad (Ver Apéndice B).

Tabla 5.13. Costo de Perdidas de la línea AC a 230 KV.

Alternativa B/B	
Perdidas Potencia [MW]	1,32
Pérdidas Potencia [KW]	1320
Factor de Carga	0,7
Potencia Media [KW]	924
Tiempo [horas]	8760
Pérdidas Energía [KWh]	8.094.240
Factor de Perdidas	0,553
Costo Energía [\$/KWh]	0,04
Costo Perdidas de Energía [\$]	179.045
VP Perdidas de Energía [\$]	1.442.237

Por lo tanto el costo total para la alternativa Back to Back en millones de dólares es:

$$Costo_{Total} = Costo_{Inversion} + Costo_{Perdidas}$$

$$Costo_{Total} = 6,8 + 1,44$$

$$Costo_{Total} = 8,25 [M\$]$$

5.3.3. Alternativa DC (Punto a Punto).

En esta alternativa se utiliza dos estaciones convertidores ubicadas en cada extremo del enlace, es decir en la S/E Machala y D. Talara utilizando una línea DC 4x750 ACAR de interconexión a 500 KV.

a) Costo de inversión.

En la Tabla 5.14 se muestra los costos correspondientes para la inversión de esta alternativa.

Tabla 5.14. Costo de Inversión para la Alternativa DC.

DESCRIPCION	DC
Potencia nominal [MW]	250
Costo de Subestación [M\$/MW]	0,14
Costo de Subestación [M\$]	63
Longitud de la línea [Km]	247
Costo de línea de transmisión [M\$/Km]	0,11
Costo de línea de transmisión [M\$]	26,68
Inversión Total [M\$]	89,68
Anualidad de la Inversión a 30 años 12% [M\$]	11,13

b) Costo de pérdidas.

Para realizar el cálculo de las pérdidas en una línea de transmisión en DC se utilizan las siguientes ecuaciones:

$$I_L = \frac{P}{V_L}$$

$$Perdidas_{dc} = (I_L)^2(R_{dc})$$

Datos:

$$P = 250 \text{ MW}$$

$$V_L = 500 \text{ KV}$$

$$L = 247 \text{ Km}$$

$$R_{dc \text{ a } 20^\circ\text{C}} = 0.0816 \text{ } \Omega/\text{Km}$$

En la Tabla 5.15 se muestra las pérdidas de potencia de la línea DC a 500KV.

Tabla 5.15. Pérdidas de Potencia de la línea DC a 500 KV.

DESCRIPCION	DC
Potencia [MW]	250
R. Línea [Ω]	20,16
Corriente en la línea [A]	500,00
Pérdidas [MW]	5,04

A continuación se presenta la Tabla 5.16 con los costos de las pérdidas y su respectiva anualidad (Ver Apéndice B).

Tabla 5.16. Costo de Perdidas de la línea DC a 500 KV.

Alternativa DC	
Perdidas Potencia [MW]	5,04
Pérdidas Potencia [KW]	5040
Factor de Carga	0,7
Potencia Media [KW]	3528
Tiempo [horas]	8760
Pérdidas Energía [KWh]	30.905.280
Factor de Perdidas	0,553
Costo Energía [\$/KWh]	0,04
Costo Perdidas de Energía [\$]	683.625
VP Perdidas de Energía [\$]	5.506.723

Por lo tanto el costo total para la alternativa DC en millones de dólares es:

$$Costo_{Total} = Costo_{Inversion} + Costo_{Perdidas}$$

$$Costo_{Total} = 11,13 + 5,51$$

$$Costo_{Total} = 16,64 [M\$]$$

5.3.4. Comparación entre las alternativas.

De los tres casos analizados anteriormente se determina que la alternativa más conveniente para el enlace desde el punto de vista de la estabilidad de tipo estable y del aspecto económico es la Back to Back (Hibrida), la cual tiene una anualidad total de 8, 25 millones de dólares.

A continuación se presenta la Tabla 5.17 comparando los costos de las tres alternativas:

Tabla 5.17. Comparación de costos de las alternativas AC y DC

DESCRIPCION	ALTERNATIVAS		
	AC	B/B	DC
Potencia nominal [MW]	250	250	250
Costo de Subestación [M\$/MW]	0,18	0,14	0,14
Costo de Subestación [M\$]	45,17	35,00	63,00
Longitud de la línea [Km]	247	110	247
Costo de línea de transmisión [M\$/Km]	0,24	0,18	0,11
Costo de línea de transmisión [M\$]	58,91	19,80	26,68
Inversión Total [M\$]	104,08	54,80	89,68
Anualidad de la Inversión a 30 años 12% [M\$]	12,92	6,80	11,13
Perdidas:			
Perdidas de Potencia [MW]	0,63	1,32	5,04
Perdidas de Potencia [%]	0,3%	0,5%	2,0%
Anualidad de Pérdidas de Potencia [M\$]	0,69	1,44	5,51
Anualidad Total [M\$]	13,61	8,25	16,64

CONCLUSIONES
Y
RECOMENDACIONES

Conclusiones.

1. Las principales aportaciones de este trabajo son de exponer algunas alternativas de soluciones que puedan ser ventajosas desde el punto de vista técnico - económico en la interconexión entre los sistemas eléctricos de Ecuador y Perú.
2. Un enlace AC es la solución natural si las frecuencias de los sistemas a interconectar es la misma pero la interconexión síncrona entre los sistemas eléctricos Colombia – Ecuador con el Perú no resulta ser viable en el aspecto técnico, debido a la presencia de oscilaciones electromecánicas no amortiguadas sobre todo en el sistema peruano, por tal motivo la solución mas conveniente para la interconexión es utilizar un enlace DC con una estación Back to Back ubicado en la frontera entre los dos países.
3. La naturaleza asíncrona (las redes conectadas al rectificador y al inversor no necesitan estar sincronizadas) de un convertidor AC-DC-AC “Back to Back” permite mantener el control de frecuencias por separado; es decir, que si ocurre un cambio de frecuencia por efecto de un disturbio como la perdida de una maquina o de carga en uno de los sistemas, esto no afecte a la potencia transmitida por el enlace y no hay ningún riesgo de inestabilidad en la interconexión.
4. En el calculo de costos aproximados y que sirven para una visión preliminar en la planificación del proyecto de interconexión se concluye que la alternativa mas conveniente es utilizar una estación Back to Back en la frontera cuya anualidad total es de 8,25 millones de dólares.

5. Finalmente también se justifica, pues resulta una elección la alternativa de menor inversión, lo cual los dos países involucrados han visto conveniente para sus intereses.

Recomendaciones.

1. Para analizar el comportamiento de los perfiles de voltaje durante la interconexión se recomienda utilizar una herramienta computacional que permita la simulación de la operación de ambos sistemas.
2. Si se desea obtener costos más reales y no aproximados se recomienda acudir a los proveedores de equipos DC con la finalidad de obtener datos exactos.
3. El análisis completo se debe realizar si se pretende que la línea de transmisión sea un camino de transferencia de energía entre los países del norte y sur de Latinoamérica.

APENDICE A:

SISTEMAS HVDC EN SERVICIO O EN CONSTRUCCION ALREDEDOR DEL MUNDO

Tabla AP.1 Sistemas HVDC en servicio o en construcción alrededor del mundo

SI No.	Sistema-HVDC	Distancia de transmisión Km			Voltaje clasificado KV x No. De circuitos	Capacidad nominal (MW)	Máxima capacidad continua (MW)	Fecha de puesta	Comentarios
		Línea aérea	Cable	Total					
A.	Sistemas de válvula arco-mercurio								
1	Gotland-Swedish Mainlad	0	96	96	150	30	30	1954/70	
2	Cross Channel 1(GB-F)	0	65	65	±100	160	160	1961	
3	Volgograd-Donbass (SU)	470	0	470	±400	720	720	1962-65	
4	Konti-Skan (DK-S)	95	85	180	250	250	275	1965	
5	Sakuma (J)	-	-	-	125x2	300	300	1965	
6	New Zeland (NZ)	570	39	609	±250	600	600	1965	
7	Sardinia-Italian Mainland	292	121	413	200	200	200	1967	
8	Vancouver Pole I (CDN)	total 41	total 33	74	±260	312	312	1968/69	
9	Pacific Intertie (US)	1362	0	1362	±400	1600	1600	1970	
10	Nelson River Bipole I (CDN)	890	0	890	±450	1620	1669	1973-77	
11	Kingsnorth (GB)	0	82	82	±266	640	640	1974	
B.	Sistemas de válvulas tiristor								
12	Eel River (CDN)	-	-	-	80x2	320	350	1972	Lazo asíncrono
13	Skagerrak (DK-N)	113	127	240	±250	500	510	1976/77	
14	David A.Hamil (USA)	-	-	-	50	100	110	1977	Lazo asíncrono
15	Cabora Bassa-Apollo (MOC-ZA)	1414	0	1414	±533	1920	1920	1977/79	
16	Vancouver Pole 2 (CDN)	total 41	total 33	74	-280	370	476	1977/79	
17	Square Butte (US)	749	0	749	±250	500	550	1977	
18	Shin-Shinano (J)	-	-	-	125x2	300	300	1977	Lazo 50/60Hz

SI	Sistema-HVDC	Distancia de transmisión Km			Voltaje clasificado KV x No. De circuitos	Capacidad nominal MW	Máxima capacidad continua MW	Fecha de puesta	Comentarios
		Línea aérea	Cable	Total					
19	Nelson River Bipole 2 (CDN)	930	0	930	±250	900	1000	1978	
20	Cu (Underwood Minneapolis)(US)	710	0	910	±400	1000	1100	1979	
21	Hokkaido-Honshu (J)	124	44	158	250	300	300	1979/80	
22	Acaray (PY-BR)	-	-	-	26	50	-	1981	Lazo 50/60Hz
23	EPRI Compact Station (USA)	-	0.6	0.6	100/400	100	-	1981	
24	Vyborg (USSR-Finland)	-	-	-	±85x3	170	-	1982	Lazo asíncrono
25	Inga Shaba (ZAIRE)	1700	0	1700	±500	560	-	1982	
26	Dumrohr (A)	-	-	-	±145	550	633	1983	Lazo asíncrono
27	Gotland 2 Swedish Mainland	7	91	98	150	130	165	1983	
28	Eddy Co. (USA)	-	-	-	82	200		1983	Lazo asíncrono
29	Itaipu (BR)	783/806	0	783/806	±300	1575		1984	
30	Chateauguary (CDN)	-	-	-	140	1000		1984	Lazo asíncrono
31	Itaipu (BR)	783/806	0	-	±600x2	6300		1985-87	
32	Oklaunion (US)	-	-	-	82	200		1984	Lazo asíncrono
33	Pacific Intertie (US)	-	-	-	±500	400		1985	
34	Wien Sud-Ost (A)	-	-	-	145	550		1987	Lazo asíncrono
35	Corsica Tap (F)	-	-	-	200	50		1986	
36	Greece-Bulgaria	-	-	-	NA	300			Lazo asíncrono
37	Madawarska (CDN)	-	-	-	144	350		1985	Lazo asíncrono
38	Miles City (US)	-	-	-	82	200		1985	Lazo asíncrono
39	Walker Co. (US)	256	0	256	±400	500-1500		1985	Lazo asíncrono
40	Cross Channel 2 (GB-F)	0	72	72	±270x2	2000		1985/86	

SI	Sistema-HVDC	Distancia de transmisión Km			Voltaje clasificado KV x No. De circuitos	Capacidad nominal MW	Máxima capacidad continua MW	Fecha de puesta	Comentarios
		Línea aérea	Cable	Total					
41	Kanti-Skan 2 (DKS)	95	85	160	250	270		1988/89	
42	Ekibastus-Centre (USSR)	2400	0	2400	±250	6000		1985-88	
43	Store Baelte (DK)	35	30	55	280	350		1989-90	
44	Skagerrak 2 (DK-N)	113	127	240	300	320		1988-89	
45	Intermountain (US)	794	0	794	±500	1600		1987	
46	Liberty Mead (US)	400	0	400	±364/±500	1600/2200		1989-90	
47	Nelson River Bipole 3	930	0	930	±500	2000		1992/97	
48	Chicoasen (MEX)	720	0	720	±500	900/1800		1985/90	
49	Yukatan-Mexico City								
50	Quebec-New England	175/375		175/375	±450	690/2070		1986/92	
51	Des Cantons-Cameford	175		175	±450	690		1986	
52	Sidney (US)	-	-	-		200		1986	Lazo asíncrono
53	Blackwater (US)	-	-	-	56	200		1985	Lazo asíncrono
54	Highgate (US)	-	-	-	56	200		1985	Lazo asíncrono
55	SACOI - 2 (Italy)				200	300		1989	
56	Pacific Intertie II (US)				±500	1100			
57	Gezhouba-Nan Qiao (China)	1080	-	1080	±500	1200		1987-91	
58	Rihand-Delhi (India)	1000	-	1000	±500	1000		1987	
59	Uruguaiana (BR-Argentina)					50		1986/87	Lazo asíncrono
60	Cameford-Sandy Pond	200				1400		1990	
61	Vindhyachal (India)	-	-	-	70	250x2		1988	Lazo asíncrono
62	Gotland 3 - Swedish Mainland	-	98	98	150	130	165	1987	

APENDICE B:

CALCULO DE LOS COSTOS

Financiamiento de la Inversión.

En esta sección se calcula la anualidad de la inversión financiándola a 30 años con 12% de tasa de interés efectiva anual, capitalizable anualmente, para cada alternativa usando la siguiente ecuación.

$$VF = VA \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1}$$

Donde:

VF: Anualidad de la inversión para la alternativa a calcular [M\$]

VA: Inversión de la alternativa [M\$]

i: Tasa de interés [%]

n: periodo en el que va a pagar el proyecto [años]

A continuación presentamos las anualidades de las inversiones para cada una de las alternativas.

Tabla AP.2 Anualidad de la Alternativa AC

Inversión, [M\$]	104,08
Tasa de interés, [%]	0,12
Tiempo, [años]	30
Anualidad, [M\$]	12,92

Tabla AP.3 Anualidad de la Alternativa Back to Back

Inversión, [M\$]	79,46
Tasa de interés, [%]	0,12
Tiempo, [años]	30
Anualidad, [M\$]	9,86

Tabla AP.4 Anualidad de la Alternativa DC

Inversión, [M\$]	89,68
Tasa de interés, [%]	12%
Tiempo, [años]	30
Anualidad, [M\$]	11,13

En las siguientes tablas presentamos los pagos de la amortización de la inversión para cada alternativa.

Tabla AP.5 Amortización de la Inversión para la Alternativa AC

Periodo	Deuda [M\$]	Capital [M\$]	Interés[M\$]	Anualidad[M\$]
0	104,08			
1	103,65	0,43	12,49	12,92
2	103,17	0,48	12,44	12,92
3	102,62	0,54	12,38	12,92
4	102,02	0,61	12,31	12,92
5	101,34	0,68	12,24	12,92
6	100,58	0,76	12,16	12,92
7	99,73	0,85	12,07	12,92
8	98,78	0,95	11,97	12,92
9	97,71	1,07	11,85	12,92
10	96,51	1,20	11,72	12,92
11	95,17	1,34	11,58	12,92
12	93,67	1,50	11,42	12,92
13	91,99	1,68	11,24	12,92
14	90,11	1,88	11,04	12,92
15	88,00	2,11	10,81	12,92
16	85,64	2,36	10,56	12,92
17	83,00	2,64	10,28	12,92
18	80,04	2,96	9,96	12,92
19	76,72	3,32	9,60	12,92
20	73,01	3,71	9,21	12,92
21	68,85	4,16	8,76	12,92
22	64,19	4,66	8,26	12,92
23	58,97	5,22	7,70	12,92
24	53,12	5,84	7,08	12,92
25	46,58	6,55	6,37	12,92
26	39,25	7,33	5,59	12,92
27	31,03	8,21	4,71	12,92
28	21,84	9,20	3,72	12,92
29	11,54	10,30	2,62	12,92
30	0,00	11,54	1,38	12,92
		104,08	283,55	387,63

Tabla AP.6 Amortización de la Inversión para la Alternativa Back to Back

Periodo	Deuda[M\$]	Capital[M\$]	Interés[M\$]	Anualidad[M\$]
0	79,46			
1	79,13	0,33	9,54	9,86
2	78,76	0,37	9,50	9,86
3	78,35	0,41	9,45	9,86
4	77,89	0,46	9,40	9,86
5	77,37	0,52	9,35	9,86
6	76,79	0,58	9,28	9,86
7	76,14	0,65	9,21	9,86
8	75,41	0,73	9,14	9,86
9	74,60	0,82	9,05	9,86
10	73,68	0,91	8,95	9,86
11	72,66	1,02	8,84	9,86
12	71,51	1,15	8,72	9,86
13	70,23	1,28	8,58	9,86
14	68,79	1,44	8,43	9,86
15	67,19	1,61	8,26	9,86
16	65,38	1,80	8,06	9,86
17	63,36	2,02	7,85	9,86
18	61,10	2,26	7,60	9,86
19	58,57	2,53	7,33	9,86
20	55,74	2,84	7,03	9,86
21	52,56	3,18	6,69	9,86
22	49,00	3,56	6,31	9,86
23	45,02	3,98	5,88	9,86
24	40,56	4,46	5,40	9,86
25	35,56	5,00	4,87	9,86
26	29,96	5,60	4,27	9,86
27	23,69	6,27	3,60	9,86
28	16,67	7,02	2,84	9,86
29	8,81	7,86	2,00	9,86
30	0,00	8,81	1,06	9,86
		79,46	216,47	295,93

Tabla AP.7 Amortización de la Inversión para la Alternativa DC

Periodo	Deuda[M\$]	Capital[M\$]	Interés[M\$]	Anualidad[M\$]
0	89,68			
1	89,31	0,37	10,76	11,13
2	88,89	0,42	10,72	11,13
3	88,43	0,47	10,67	11,13
4	87,90	0,52	10,61	11,13
5	87,32	0,58	10,55	11,13
6	86,66	0,65	10,48	11,13
7	85,93	0,73	10,40	11,13
8	85,11	0,82	10,31	11,13
9	84,19	0,92	10,21	11,13
10	83,16	1,03	10,10	11,13
11	82,00	1,15	9,98	11,13
12	80,71	1,29	9,84	11,13
13	79,26	1,45	9,69	11,13
14	77,64	1,62	9,51	11,13
15	75,83	1,82	9,32	11,13
16	73,79	2,03	9,10	11,13
17	71,51	2,28	8,86	11,13
18	68,96	2,55	8,58	11,13
19	66,11	2,86	8,28	11,13
20	62,91	3,20	7,93	11,13
21	59,32	3,58	7,55	11,13
22	55,31	4,01	7,12	11,13
23	50,81	4,50	6,64	11,13
24	45,77	5,04	6,10	11,13
25	40,13	5,64	5,49	11,13
26	33,82	6,32	4,82	11,13
27	26,74	7,08	4,06	11,13
28	18,82	7,92	3,21	11,13
29	9,94	8,88	2,26	11,13
30	0,00	9,94	1,19	11,13
		89,68	244,32	334,00

Costo de las pérdidas.

En esta sección se calcula la anualidad de las pérdidas a 30 años con 12% de tasa de interés efectiva anual capitalizable anualmente 12% de interés, para cada alternativa usando la siguiente ecuación.

$$VP = \sum_{k=1}^n \frac{VA}{(1+i)^k}$$

Donde:

VP: Anualidad de las pérdidas de potencia para la alternativa a calcular [M\$]

VA: Costo de la energía [M\$]

i: Tasa de interés [%]

n: periodo en el que se va a pagar el proyecto [años]

A continuación presentamos los costos de las pérdidas de potencia para cada una de las siguientes alternativas.

Tabla AP.8 Costo de las pérdidas de potencia para la Alternativa AC

Año	Costo energía[\$]	VP Costo energía[\$]
1	85.453	76.297
2	85.453	68.123
3	85.453	60.824
4	85.453	54.307
5	85.453	48.488
6	85.453	43.293
7	85.453	38.655
8	85.453	34.513
9	85.453	30.815
10	85.453	27.514
11	85.453	24.566
12	85.453	21.934
13	85.453	19.584
14	85.453	17.485
15	85.453	15.612
16	85.453	13.939
17	85.453	12.446
18	85.453	11.112
19	85.453	9.922
20	85.453	8.859
21	85.453	7.910
22	85.453	7.062
23	85.453	6.305
24	85.453	5.630
25	85.453	5.027
26	85.453	4.488
27	85.453	4.007
28	85.453	3.578
29	85.453	3.195
30	85.453	2.852
VP Perdidas de potencia, M\$		0,69

Tabla AP.9 Costo de las pérdidas de Potencia para la Alternativa Back to Back

Año	Costo energía[\$]	VP Costo energía[\$]
1	179.045	159.861
2	179.045	142.733
3	179.045	127.440
4	179.045	113.786
5	179.045	101.595
6	179.045	90.710
7	179.045	80.991
8	179.045	72.313
9	179.045	64.565
10	179.045	57.648
11	179.045	51.471
12	179.045	45.956
13	179.045	41.032
14	179.045	36.636
15	179.045	32.711
16	179.045	29.206
17	179.045	26.077
18	179.045	23.283
19	179.045	20.788
20	179.045	18.561
21	179.045	16.572
22	179.045	14.797
23	179.045	13.211
24	179.045	11.796
25	179.045	10.532
26	179.045	9.404
27	179.045	8.396
28	179.045	7.496
29	179.045	6.693
30	179.045	5.976
VP Perdidas de potencia, M\$		1,44

Tabla AP.10 Costo de las pérdidas de Potencia para la Alternativa DC

Año	Costo energía[\$]	VP Costo energía[\$]
1	683.625	610.379
2	683.625	544.982
3	683.625	486.591
4	683.625	434.456
5	683.625	387.907
6	683.625	346.346
7	683.625	309.237
8	683.625	276.105
9	683.625	246.522
10	683.625	220.109
11	683.625	196.526
12	683.625	175.469
13	683.625	156.669
14	683.625	139.883
15	683.625	124.896
16	683.625	111.514
17	683.625	99.566
18	683.625	88.898
19	683.625	79.373
20	683.625	70.869
21	683.625	63.276
22	683.625	56.496
23	683.625	50.443
24	683.625	45.039
25	683.625	40.213
26	683.625	35.905
27	683.625	32.058
28	683.625	28.623
29	683.625	25.556
30	683.625	22.818
VP Perdidas de potencia, M\$		5,51

BIBLIOGRAFIA

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS.

- [1] OAK RIDGE LABORATORY, Comparison of Cost and Benefits for DC and AC Transmission, Central Research Library, February 1987.
- [2] Rohan Lucas J., High Voltage Engineering, Department of Electrical Engineering University of Moratuwa, Sri Lanka, 2001.
- [3] Rudervall Roberto, Charpentier J.P., Sharma Raghuveer, High Voltage Direct Current (HVDC) Transmission Systems, http://www.trec-uk.org.uk/elec_eng/world_bank_hvdc.pdf, fecha de consulta Febrero 2011.
- [4] Automática e Instrumentación, Transporte de Energía Eléctrica en Corriente Continua: HVDC, <http://www.cerien.upc.edu/jornades/jiie2005/ponencies>, fecha de consulta Abril 2011.
- [5] Woodford Dennis A., HVDC Transmission, Manitoba HVDC Research Centre, 400-1619 Pembina Highway, Winnipeg, Manitoba, R3T 3Y6, Canada, March 1998.
- [6] Gönen Turan, Electric Power Transmission System Engineering: Analysis and Design, 1st.Ed, March 1988.
- [7] Larruskain D.M., Zamora I., Mazón A.J., Abarrategui O., Monasterio J., Transmission and Distribution Networks: AC versus DC, http://www.trec-uk.org.uk/reports/larruskain_HVAC_to_HVDC.pdf, fecha de consulta Marzo 2011.
- [8] ISA, CENACE, TRANSELECTRIC S.A., COES-SINAC, REP, Informe de Estudios Interconexión Colombia – Ecuador – Perú, Medellín – Colombia, Octubre 22, 2003, http://www.coes.org.pe/dataweb/2004/DEV/CESI/INFORME_FINAL.doc, fecha de consulta Julio 2011.
- [9] Rudervall Roberto, Johansson Jan, SEMINARIO INTERNACIONAL DE INTERCONEXIONES REGIONALES CIGRÉ, Interconexión de sistemas eléctricos con HVDC, Santiago de Chile 24-26 de noviembre, 2003.
- [10] CELEC, CORPORACION ELECTRICA DEL ECUADOR, TRANSELECTRIC, PLAN DE EXPANSION DE TRANSMISION PERIODO 2010 – 2020, Octubre 2009, <http://www.transelectric.com.ec>, fecha de consulta Julio 2011.
- [11] IEEE, “The Beginning of a New Day, Delving into HVDC”, volume 5, number 2, Power and Energy Magazine, March-April 2007.