



UNIVERSIDAD DE CHILE  
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS  
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

# **DIAGNÓSTICO DEL POTENCIAL APORTE DE ENLACES HVDC-VSC PARA OTORGAR FLEXIBILIDAD Y MEJORAR LA RESPUESTA DINÁMICA EN INTERCONEXIONES REGIONALES**

TESIS PARA OPTAR AL GRADO DE MAGÍSTER EN CIENCIAS DE LA  
INGENIERÍA, MENCIÓN ELÉCTRICA

**CARLOS ALFREDO MENDOZA ROBLES**

PROFESOR GUÍA:  
PATRICIO MENDOZA ARAYA

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:  
RODRIGO PALMA BEHNKE  
HÉCTOR CHÁVEZ ORÓSTICA

SANTIAGO DE CHILE  
2018

“DIAGNÓSTICO DEL POTENCIA APORTE DE ENLACES HVDC-VSC PARA OTORGAR FLEXIBILIDAD Y MEJORAR LA RESPUESTA DINÁMICA EN INTERCONEXIONES REGIONALES”

En la actualidad, la flexibilidad en la operación de sistemas eléctricos, que consiste en la habilidad del sistema de adaptarse dinámicamente a los cambios de condiciones, por ejemplo, balanceando generación y demanda por horas o minutos, o desplegando nueva generación o recursos de transmisión en periodos de años, siendo especialmente atendida en los sistemas actuales con altos niveles de penetración de generación variables como solar y eólica. La flexibilidad de Sistema Eléctricos de Potencia (SEP) mezcla la operación económica y operación técnica, lo cual se ha abordado en esta tesis como una problemática de un proceso maestro-esclavo, siendo la operación económica descrita como el problema maestro y la operación técnica como el problema esclavo. Este último problema se responsabiliza de la estabilidad del sistema y de manejar los recursos para superar cualquier contingencia.

Los fenómenos dinámicos que se presentan en los SEP tienen diferente naturaleza así como elementos que los causan, sin embargo lo que los expertos concuerdan es que para que un sistema sea estable, éste debe tener la capacidad de operar en todo instante de tiempo dentro de sus parámetros de tensión, ángulos y frecuencia controlables independientemente de la configuraciones del sistema, contingencias y/o parque generación para abastecer una demanda dada. Los adelantos en los dispositivos IGBT (del inglés Insulated Gate Bipolar Transistor) que son componentes relevantes de la transmisión HVDC-VSC (del inglés High Voltage Direct Current – Voltage Source Converter) han introducido importantes mejoras en la estabilidad de SEP comparación a los sistemas HVDC basado en tiristores. En este sentido, la posibilidad de aportar reactivos al sistema y alimentar a redes pasivas ha sido un gran avance principalmente en redes débiles y en islas eléctricas (como los Sistemas Medianos en Chile), son algunos de los ejemplos de estas perfecciones.

El objetivo general de esta tesis corresponde a diagnosticar el aporte de los enlaces HVDC-VSC en la flexibilidad de los sistemas interconectados como en el caso de futuras uniones regionales. Para ello primero se analiza de qué manera se debe modelar el enlace para capturar el fenómeno que se requiere estudiar y su respuesta dentro de varios componentes eléctricos. En segundo lugar la definición de estabilidad en SEP y cómo interactúan cada uno de los componentes eléctricos. En tercer lugar las formas actuales de tipo de conexiones existentes y todas las ventajas/desventajas de tomar conexión sincrónica, en base a solo enlaces HVDC o híbridas. Por último, se presenta la metodología de incorporación de los enlaces HVDC-VSC en SEP para estudios dinámicos/estáticos realizando las simplificaciones y/o mejoras tanto al detalle del modelamiento de sus componentes físicas como de su control.

Con lo anterior, se implementan 3 SEP en los cuales se incorporan los enlaces, observando una mejor respuesta dinámica y estática al tener presente los enlaces HVDC-VSC, permitiendo identificar las mejoras en la flexibilidad. Los sistemas implementados se basaron en desplegar mayores recursos de control para el caso de las simulaciones dinámicas, lo que lleva

a un mejor comportamiento dinámico del sistema (mejor coeficiente de amortiguamiento) y en el caso de las simulaciones estáticas se logra re-direccionar flujos lo que entrega una flexibilidad de red de transmisión. Las simulaciones dinámicas demuestran que la incorporación de los enlaces aumenta el amortiguamiento de las oscilaciones electromecánicas incrementa la respuesta dinámica del sistema teniendo mayores recursos que aporte a la estabilidad del SEP, mientras que las simulaciones estáticas demostraron que la flexibilidad de red permite desplegar mayores recursos del sistema mejorando la utilización de sistema de transmisión y por consiguiente mejorar la seguridad del sistema para abastecer la demanda en cualquier línea temporal.

*“Se ha dicho que algo tan insignificante como el aleteo  
de una mariposa, puede provocar un tifón al otro lado  
del mundo”*

*Teoría del Caos*

*A mis padres,  
hermanas, hermanos,  
sobrinos, a Corrasl y mi Danita*

# Agradecimientos

---

En primer lugar quisiera agradecer a los profesores Patricio Mendoza y Rodrigo Palma, quienes confiaron en mi para realizar esta tesis de Magister por allá en el año 2015. Al profesor Mendoza le agradezco infinitamente por las innumerables reuniones que tuvimos que realizar para alcanzar un gran trabajo que sin su ayuda hubiese sido aún más largo. Muchas gracias profesor. En este mismo sentido, al Profesor Palma no solo quiero agradecerle por la instancia de terminar mi Magister sino todas las oportunidades anteriores que me brindó en mi etapa de estudiante de pre-grado. Infinitas gracias a unos de mis mentores en el paso por la “Escuela de Ingeniería” y el Departamento de Ingeniería Eléctrica.

También quisiera agradecer al Profesor Chávez por sus excelentes comentarios y por aceptar el ser partícipe de este trabajo. Profundamente agradecido por vuestra colaboración.

Esta tesis no hubiese sido lo mismo si desde pre-grado no hubiese tenido los amigos que tengo quienes siempre con sus palabras me apoyaron o dieron algún giro para reforzar mis ganas de terminar este trabajo. Amigos como Ítalo, Jorge, Aldo, Paulo que son los más antiguos y los que seguimos hasta el día de hoy juntándonos en el famoso ya “Punto Eléctrico FC”. Los amigos desde el periodo “mechón” que son Nelson y Francisco, muchas gracias a ambos por impulsar a terminar esta tesis, a su modo claramente. En esta misma línea, no quiero dejar fuera a los “Piratelis” del 4to piso que desde ya lejanos 2007 hemos seguido en contacto y cada uno en sus proyectos. Lorenz, Javito Josh, Mancito, War, Nicolais, Medelio, Milko, Edrian, Lucholl entre otros, muchas gracias por su buenas vibras.

Quisiera también dar agradecimiento a amigos que me ha puesto la vida profesional y que me han aportado tanto o más que la Universidad. En particular, quisiera agradecer a Lionel Roa quien ha sido uno de los grandes amigos que la industria me ha proporcionado, un gran líder y mejor persona, muchas gracias por el aporte que has hecho en términos personales y laborales.

Por último, quisiera agradecer a los más cercanos, mi familia, que son el bastión más importante de mi vida a mis hermanos Fabiola, Liska, Jorge, Cristian y Corrals por el inmenso amor que me profesan. A mis sobrinos Panchita, Montse, Mani, Benja, Mati, la Jose. También a mi Danita, que en este último periodo ha sido la más entusiasta en que termine este trabajo, gracias por tu inmenso amor y comprensión. Finalmente, a mis padres (María y Teodoro) que han sido los más importantes impulsores de la persona y profesional que soy, ustedes me enseñaron a la responsabilidad, el trabajo duro y por sobre todo la honestidad, infinito agradecimiento a ustedes porque sin su apoyo incondicional no hubiese logrado nada, los amo!!!.

# Tabla de contenido

---

RESUMEN DE LA TESIS .....	i
Agradecimientos .....	iv
Índice de Figuras .....	viii
Índice de Tablas .....	x
Capítulo 1 : Introducción.....	1
1.1. Antecedentes .....	1
1.2. Motivación .....	4
1.3. Hipótesis.....	5
1.4. Alcance .....	6
1.5. Objetivo General .....	8
1.6. Objetivos Específicos.....	8
1.7. Estructura de la Tesis .....	9
Capítulo 2 : Transmisión en Alta Tensión en Corriente Continua .....	11
2.1. Introducción .....	11
2.2. HVDC-LCC .....	11
2.2.1 Componentes HVDC-LCC.....	12
2.2.2 Estrategias de Control Básico del enlace HVDC-LCC .....	17
2.3. HVDC-VSC.....	19
2.3.1 Componentes HVDC-VSC .....	19
2.4. Configuraciones Punto a Punto Típicas.....	24
2.4.1 Monopolar.....	24
2.4.2 Bipolar .....	25
2.4.3 Homopolar .....	25
2.4.4 Back to Back .....	26
2.5. Configuraciones Multiterminales Típicas .....	27
2.5.1 Esquema Paralelo de Tensión Constante .....	29
2.5.2 Esquema Serie de Corriente Constante .....	31
2.6. Modelos Promedios de Estaciones Conversoras VSC .....	34
2.7. Control de HVDC-VSC.....	39
2.7.1 Control Directo .....	42

2.7.2 Control Ángulo-Potencia .....	43
2.7.3 Control Vectorial .....	46
2.7.4 Control Sincronización de Potencia.....	55
2.8. Modelos de HVDC-VSC para distintos tipos de estudios .....	61
2.9. Resumen.....	64
Capítulo 3 : Estabilidad en Sistemas Eléctricos .....	65
3.1. Introducción .....	65
3.2. Estructura Temporal de Sistemas Eléctricos .....	66
3.3. Fenómenos en Estabilidad en Sistemas Eléctricos.....	68
3.3.1 Estabilidad Angular.....	68
3.3.1.1 Generador Sincrónico conectado a una barra infinita .....	69
3.3.2 Estabilidad de Frecuencia.....	74
3.3.3 Estabilidad de Tensión .....	79
3.4. Reducción de Redes para estudios de Estabilidad de Sistemas Eléctricos .....	82
3.5. Resumen.....	87
Capítulo 4 : Interconexión de Redes Eléctricas.....	89
4.1. Introducción .....	89
4.2. Tipos de conexión.....	91
4.2.1 Interconexiones sincrónicas.....	92
4.2.2 Interconexiones asincrónicas .....	93
4.2.3 Interconexiones híbridas.....	94
4.3. Tipos de sistemas eléctricos y sus tamaños.....	98
4.4. Resumen.....	100
Capítulo 5 : Metodología, Modelos y Simulaciones .....	101
5.1. Introducción .....	101
5.2. Metodología propuesta.....	101
5.3. Modelo Ilustrativo.....	106
5.4. Sistema interconectado Central (SIC) - Chile .....	121
5.5. Sistema 9 barras IEEE .....	127
5.6. Resumen.....	134
Capítulo 6 : Conclusiones y trabajo futuro.....	135
Bibliografía .....	138





# Índice de Figuras

---

Figura 1-1 "Esquema de flexibilidad proponiendo el problema maestro-esclavo"[5].....	2
Figura 1-2 " Ventana temporal de los fenómenos dinámicos básicos en Sistemas Eléctricos de Potencia"[6].....	7
Figura 2-1 "Sistema HVDC-LCC basado en Tiristores" .....	12
Figura 2-2 "Elementos de un sistema HVDC-LCC bipolar" .....	13
Figura 2-3 " Esquema de Control Básico corriente Marginal, (a) Rectificador en CC, inversor en CEA, (b) Rectificador en CC, Inversor en VDC" .....	18
Figura 2-4 "Sistema HVDC-VSC basado en IGBT" .....	19
Figura 2-5 "Componentes de un sistema VSC" .....	20
Figura 2-6 "Configuración Monopolar" .....	24
Figura 2-7 "Configuración Bipolar" .....	25
Figura 2-8 "Configuración Homopolar" .....	26
Figura 2-9 "Configuración Back to Back" .....	27
Figura 2-10 "Esquema multiterminal paralelo radial" .....	29
Figura 2-11 "Esquema multiterminal paralelo enmallado" .....	30
Figura 2-12 "Esquema multiterminal serie" .....	32
Figura 2-13 "Representación de un modelo promediado para un sistema HVDC-VSC de dos y tres niveles" .....	34
Figura 2-14 "Representación de un sistema HVDC-VSC multinivel"[22] .....	35
Figura 2-15 "Representación alterna del modelo promediado de un HVDC-VSC multinivel" .....	37
Figura 2-16 "Esquema de Control de un Sistema Eléctrico para los enlaces HVDC" .....	41
Figura 2-17 " Diagrama de bloques del inversor HVDC-VSC usando control directo" .....	42
Figura 2-18 "Circuito principal y diagrama de bloques del inversor HVDC-VSC usando control potencia-ángulo" .....	44
Figura 2-19 "Referencia estacionario: abc y $\alpha - \beta$ " .....	47
Figura 2-20 "Transformación vectorial entre un sistema estacionario y otro rotacional" .....	48
Figura 2-21 "Representación unilineal de un estación VSC" .....	49
Figura 2-22 "Circuito dinámico del VSC en ejes d-q" .....	51
Figura 2-23 "Diagrama enlace HVDC-VSC con los controles internos y externos" .....	54
Figura 2-24 "Mecanismo de sincronización entre máquinas sincrónicas en sistemas alternos" .....	55
Figura 2-25 "Diagrama fasorial describiendo sincronización de potencia" .....	56
Figura 2-26 "Circuito principal y diagrama de bloques del sistema HVDC-VSC utilizando control de sincronización de potencia" .....	61
Figura 3-1 "Clasificación de la Estabilidad de Sistemas basado en la dinámica del fenómeno"[29] .....	66
Figura 3-2 "Sistema una maquina sincrónica conectada a una barra infinita" .....	70
Figura 3-3 "Respuesta dinámica del ángulo de potencia (a) – velocidad sincrónica de la máquina (b) para un coeficiente de amortiguamiento igual a 10" .....	73
Figura 3-4 "Curva Nariz (V-P), Sistema simple de Potencia AC, factor de Potencia Unitario" .....	80
Figura 3-5 "Curvas Q-V para distintos perfiles de carga" .....	81

Figura 4-1 " Representación geográfica de las interconexiones de Europa" .....	90
Figura 4-2 "Tipos de Interconexión: a) Sincrónica, b) Asíncrona, c) Híbrida" .....	92
Figura 4-3 "Interconexión Híbrida en grandes sistemas eléctricos" .....	95
Figura 4-4 "Representación geográfica de las interconexiones de Latinoamérica"[43] .....	97
Figura 5-1 "Ventana temporal de los fenómenos dinámicos básicos en Sistemas Eléctricos de Potencia" [6] .....	102
Figura 5-2 "Metodología propuesta para estudios dinámicos" .....	103
Figura 5-3 "Enlace HVDC-VSC topología Back-To-Back ilustrativo" .....	107
Figura 5-4 "Control HVDC-VSC en DigSilent" .....	108
Figura 5-5 "Control VAC - P del Rectificador" .....	110
Figura 5-6 "Controlador VDC - Q en el Inversor" .....	111
Figura 5-7 "Control interno de corriente en eje directo y cuadratura, modelo DigSilent" .....	112
Figura 5-8 "Sintonización del controlador interno de eje directo y cuadratura para el enlace HVDC-VSC" .....	113
Figura 5-9 "Configuración de línea de transmisión HVDC-VSC" .....	115
Figura 5-10 "Control Suplementario en el HVDC-VSC para el control de Oscilaciones de Potencia" .....	116
Figura 5-11 "Comportamiento del sistema sin y con Control Suplementario en el HVDC-VSC" .....	117
Figura 5-12 " Comportamiento del sistema sin y con Control Suplementario en el HVDC-VSC , y el sistema Sin HVDC y doble circuito AC" .....	118
Figura 5-13 "Comportamiento del enlace HVDC-VSC, Potencia Activa en Modelo Académico" .....	119
Figura 5-14 "Comportamiento del enlace HVDC-VSC, Tensión DC en Modelo Académico" .....	120
Figura 5-15 "Configuración del SIC sin el circuito a reemplazar" .....	122
Figura 5-16 "Configuración del HVDC-VSC entre Alto Jahuel 500 kV y Ancoa 500 kV" .....	123
Figura 5-17 "Respuesta dinámica del SIC con y sin HVDC-VSC entre Alto Jahuel 500 kV y Ancoa 500 kV" .....	124
Figura 5-18 "Comportamiento del enlace HVDC-VSC Potencia Activa en el Modelo SIC" .....	125
Figura 5-19 "Comportamiento del enlace HVDC-VSC Tensión DC en el Modelo SIC" .....	126
Figura 5-20 "Sistema de 9 barras" .....	128
Figura 5-21 "Sistema 9 barras con parque eólicos y línea AC" .....	129
Figura 5-22 " Sistema 9 barras con parque eólicos y línea HVDV-VSC" .....	130

# Índice de Tablas

---

Tabla 2-1 "Resumen de los tipos de estudios con enlaces HVDC-VSC y los modelos utilizados" .....	63
Tabla 3-1 "Valores propios dependiendo del coeficiente amortiguante" .....	72
Tabla 3-2 "Valores propios de la matriz de estado del sistema con 9 variables" .....	84
Tabla 3-3 "Valores propios de la matriz de estado del sistema con 7 variables" .....	85
Tabla 4-1 "Interconexiones en Latino América" .....	96
Tabla 4-2 "Capacidad instalada en MW por país" .....	99
Tabla 4-3 "Participación de cada tecnología por país" .....	99
Tabla 5-1 "Resumen de la metodología propuesta en Sistema Académico" .....	121
Tabla 5-2 "Resumen de la metodología propuesta en Sistema Interconectado Central (SIC)-Chile" .....	127
Tabla 5-3 "Resumen de los casos analizados en el sistema de 9 barras IEEE" .....	131
Tabla 5-4 "Resumen de los casos analizados en el sistema de 9 barras IEEE, aumento de 20 [MW] eólicos" .....	132
Tabla 5-5 "Resumen de la metodología propuesta en Sistema 9 barras IEEE" .....	133

# Capítulo 1 : Introducción

---

## 1.1. Antecedentes

Los Sistemas Eléctricos de Potencias (SEP) son la combinación de muchos elementos que interactúan entre ellos a nivel de ligazones eléctricas – magnéticas y mecánicas. Cada una de las uniones anteriores puede ser representada a través de ecuaciones algebraicas y dinámicas, lo cual genera que los SEP sean considerados altamente complejos por su comportamiento y modelamiento.

En la actualidad, el término flexibilidad de sistemas eléctricos ha sido introducido en la planificación y operación de estos sistemas, sin embargo existen diferentes definiciones como autores que la plantean. Es así como algunos autores definen la flexibilidad como “la habilidad del sistema en responder a la variabilidad en cambios de demanda y generación mientras se mantiene un satisfactorio nivel de confiabilidad con un costo razonable en diferentes horizontes de tiempo” [1]. Otros autores [2] indican que “la flexibilidad expresa el nivel de alcance que un SEP logre modificar su producción y consumo de electricidad en respuesta de la variabilidad de estos agente”. Por lo tanto, la flexibilidad va más allá de una operación estable, sino también de una operación económica y confiable con la incertidumbre asociada a los agentes de generación y demanda teniendo los recursos disponibles de generación (respuesta de rampa subida/bajada), almacenamiento, respuesta de demanda, entre otras [3].

La característica de flexibilidad es deseada por todos los SEP, siendo especialmente requerida en los sistemas actuales con altos niveles de penetración de generación variable como solar y eólica. La flexibilidad es una propiedad inherente de los sistemas que son determinados por cuatro elementos esenciales: escala de tiempo, acciones correctivas, incertidumbre de generación y demanda, y costos, siendo los tres primeros asociados a la operación técnica y la última a la operación económica [4].

Tal como se ha indicado anteriormente, la flexibilidad de un SEP mezcla la operación económica y operación técnica. Teniendo esto en consideración se puede plantear el problema maestro-esclavo que pueda resolver en conjunto dicha situación. Es de esta manera en [5] se plantea que el problema maestro se encargue de la operación económica y que el problema esclavo se haga cargo de la operación técnica y/o de simulaciones. En la Figura 1-1 se observa cómo se relacionan el problema maestro-esclavo para determinar las responsabilidades de cada bloque, indicando cuáles son las entradas y salidas de éstos. En este caso, el módulo maestro se preocupa de optimizar la operación sujeto a todas las restricciones de operación que tenga el sistema tales como mínimos técnicos, máximas generaciones, capacidad de líneas, toma/bajada de carga de las unidades de generación entre otras.

Asimismo, esta etapa recibe restricciones adicionales que la etapa esclava entregue a consecuencia de mantener los estándares de estabilidad del sistema. En el caso particular, la fase de optimización económica recibiría las consignas de Potencia Activa y Reactiva de los enlaces HVDC-VSC de la etapa esclava que mejora la estabilidad y flexibilidad del sistema para eventuales cambios en las variables de entrada al sistema tales como el cambio de generación en polos donde se ubican las centrales de Energías Renovables no convencionales.

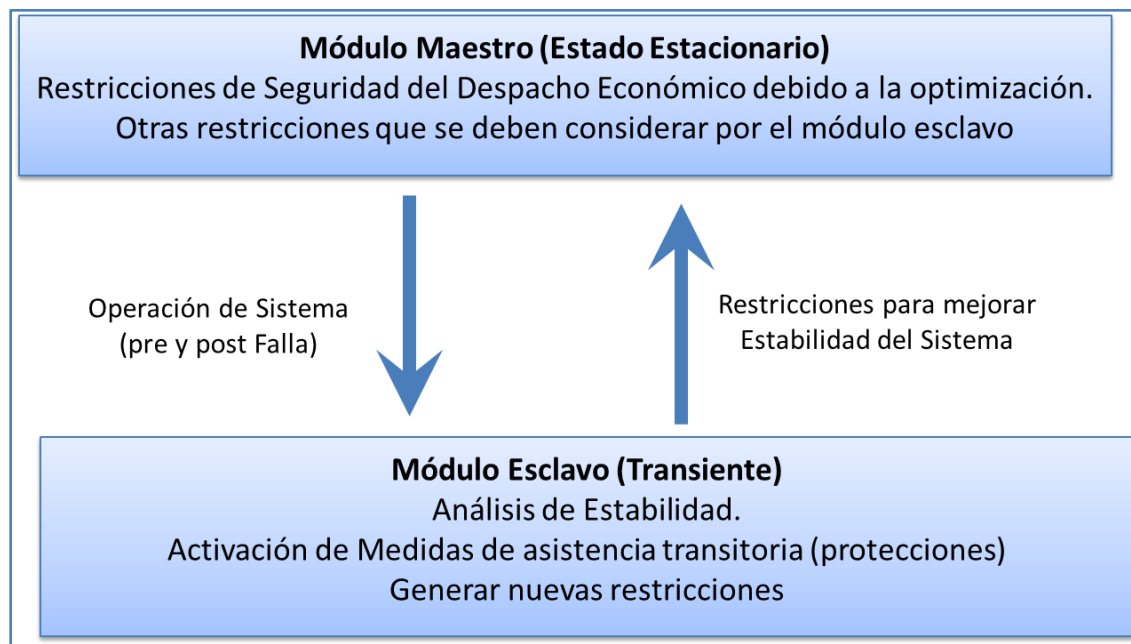


Figura 1-1 "Esquema de flexibilidad proponiendo el problema maestro-esclavo"[5]

Tal como se indica en el esquema anterior, el módulo esclavo monitorea la flexibilidad y se encarga del análisis de la Estabilidad del sistema. En este sentido, los fenómenos dinámicos que se presentan en los SEP son fundamentales entenderlos en esta fase dado que tienen diferentes naturalezas así como elementos que los causan. Sin embargo, lo que todos concuerdan es que para que un sistema sea estable en una variable de estado que representa al SEP debe ser controlable y observable en todo instante del tiempo [7]. A modo de ejemplo, la Estabilidad de Tensión es un fenómeno altamente estudiado y se indica que para mantener estable el sistema desde el punto de vista de la variable de estado “Tensión” una variación en la variable de control (Potencia Reactiva) debe generar una variación en el mismo sentido que la “Tensión”.

Por consiguiente, este módulo es el encargado de tener modelado el SEP en un detalle mayor para lograr capturar todos los fenómenos eléctricos que se requieran estudiar, en particular a los denominados electromecánicos. En esta etapa, puede estar basada en sistema de comunicaciones off-line que en estricto rigor es pre definir contingencias y determinar medidas de mitigación para que el sistema permanezca en los estándares de seguridad y flexibilidad. Por consiguiente, dichas restricciones son enviadas a la etapa maestra para que optimice el despacho económico y redistribuya la generación para abastecer la demanda.

Dentro de los avances relevantes de la Electrónica de Potencia, los equipos FACTS (del inglés “Flexible Alternating Current Transmission System”) han generado un avance significativo en la posibilidad de mantener más confiables<sup>1</sup> los SEP por su capacidad de control en un corto período de tiempo. Dentro de esta gama de soluciones aplicadas a los SEP la Transmisión en Corriente Continua (en inglés High Voltage Direct Current “HVDC”) juega un rol importante en la estabilidad del sistema dado que pueden cambiar rápidamente sus consignas de despacho para mejorar la respuesta en el tiempo de la variable controlada.

Los adelantos en los dispositivos IGBT (del inglés Insulated Gate Bipolar Transistor), que son componentes importantes de los HVDC-VSC (del inglés Voltage Source Converter), han introducido importantes mejoras en comparación a los sistemas HVDC basado en tiristores. En este sentido, la posibilidad de aportar reactivos al sistema y alimentar a redes pasivas ha sido un gran avance principalmente en redes débiles y en islas. Otro avance importante ha sido la

---

<sup>1</sup> Se entiende que un sistema es confiable cuando es seguro (estabilidad) y suficiente.

disminución de corrientes armónicas por la aparición de sistemas multiniveles de HVDC-VSC que realizan una mejor aproximación a una senoide en la tensión y corriente de salida/entrada de los convertidores.

Por último, una de las principales ventajas de los enlaces HVDC-VSC respecto de transmisión HVAC (del inglés High Voltage Alternating Current) es que puede transmitir grandes bloques de potencia entre puntos distanciados largamente sin tener la complejidad de compensaciones para la transmisión (la mayor distancia eléctrica entre puntos unidos con HVDC es el link de Changji-Guquan en China que tiene una extensión sobre los 3000 km). Lo anterior hace que la conectividad de territorios muy extensos no sea un impedimento para asegurar el abastecimiento de energía eléctrica, que es algo que sucede en países como Chile o en su defecto en interconexiones entre países como los que conforman a Sudamérica.

## 1.2.Motivación

En los últimos años, los estudios de los potenciales proyectos de generación tales como Eólicos, Solares e Hidráulicos y el crecimiento de la demanda eléctrica, han permitido proyectar que con los posibles niveles de crecimiento de ambas en Chile, nuestro país podría llegar a tener excedentes de energía pudiendo convertirse en un importante exportador. La situación de ser excedentario se ve constantemente en la zona Norte del Sistema Interconectado Central (SIC) de Chile en donde según proyecciones del CDEC-SIC<sup>2</sup> el exceso de generación que no podrá ser posible de evacuar de esa zona es aproximadamente 300 [GWh] para el 2016, y del orden de 650 [GWh-año] para el 2017.

En el caso de Chile, su extenso desierto (de gran capacidad de generación solar), su extensa costa (con muy buen recurso eólico) y una gran cordillera con presencia de nieve (generación hidráulica) daría a nuestro país la capacidad de ser autónomo en términos de recursos de generación, inclusive el de exportar energía eléctrica. Sin embargo, el intercambio de potencia entre países es de muy baja posibilidad. En particular para el caso de Chile, aún no existen

---

<sup>2</sup> [www.cdecsic.cl](http://www.cdecsic.cl)

interconexiones entre nuestros dos grandes sistemas interconectados (SIC y SING) y la única posibilidad de intercambio es con Argentina a través de una línea de capacidad limitada.

Dado lo anterior, los enlaces HVDC se presentan como una alternativa muy atractiva para la transmisión, pues la capacidad de transmitir grandes bloques de energía a largas distancias ya ha sido demostrada en términos de ser una transmisión confiable en sus dos alternativas, es decir con tiristores e IGBT. La idea de interconectar Sudamérica a través de líneas HVDC-VSC ya sea punto a punto o multi-terminales, se sustenta en que dado el potencial de energía renovables que posee el país, es posible abastecer la demanda de otros países mejorando no solo la huella de carbono sino también mejorando la diversidad de la matriz energética de esas naciones.

Otras ventajas de los enlaces HVDC-VSC, no solo se enmarcan en su capacidad de transferencia sino también la posibilidad de modificar rápidamente sus consignas de despacho. Esta habilidad de tener respuesta rápida (en torno a los milisegundos) en el tiempo generan un muy buen aliado al operador del sistema, pues permite mitigar posibles inestabilidades del sistema en donde las líneas HVDC pueden aportar en la seguridad del sistema.

Por último, los avances en las comunicaciones han disminuido los tiempos de envío de información al operador del sistema en sus sistemas de visualización tales como el SCADA. Dentro de los dispositivos que ayudarían a la observabilidad del sistema se encuentran las PMU (del inglés Phasor Measurement Unit), que podrían potenciar métodos de control para SEP más rápidos en su respuesta, y que obtendrían un mejor comportamiento dinámico. Es por ello que la tecnología HVDC más otros dispositivos de comunicación entregan mayor seguridad.

### **1.3. Hipótesis**

En esta tesis se postulan dos grandes hipótesis que guían este trabajo de investigación académica:

- Es posible diseñar una metodología para estudios en sistemas eléctricos interconectados que usan enlaces HVDC-VSC, que permita evaluar los aportes en la estabilidad que éstos realizan tanto en el ámbito estático como dinámico.



- Los enlaces HVDC-VSC pueden aportar a la flexibilidad de los sistemas interconectados dada su capacidad de controlar flujos de red tanto de potencia activa y reactiva.

## 1.4. Alcance

Como se dijo anteriormente en la Introducción, la flexibilidad de SEP se puede descomponer en un problema maestro y esclavo tal como se indica en la Figura 1-1, siendo la estabilidad una responsabilidad del problema esclavo. Dado lo anterior, esta tesis se enfocará solamente en el problema secundario que se encarga de la problemática dinámica y se tomará como entrada el despacho económico. Las medidas de mitigación propuestas serán enviadas al problema maestro.

Adicionalmente, la estabilidad en SEP es una problemática que abarca una gran cantidad de elementos a considerar dentro de los cuales el más importante es la ventana temporal de estudio, dado que se encuentran distintas dificultades en el modelamiento de las componentes como también la carga computacional de las simulaciones.

En la Figura 1-2 se ilustran los fenómenos dinámicos básicos que se pueden encontrar en los SEP en las distintas ventanas temporales que se visualiza. Moviéndose en la figura desde la izquierda a la derecha, la fenomenología se mueve por ejemplo desde el comportamiento RLC del sistema de transmisión, los enrollados de armadura y amortiguadores, luego a través del rotor de la turbina de un generador hasta finalmente la caldera de turbinas térmicas donde entran en operación sus actuadores.

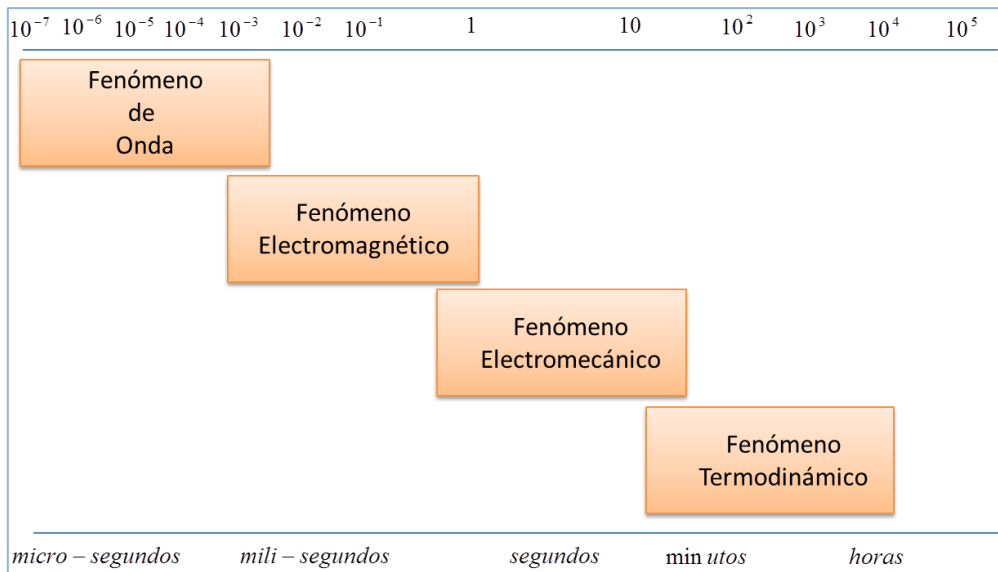


Figura 1-2 " Ventana temporal de los fenómenos dinámicos básicos en Sistemas Eléctricos de Potencia"[6]

La metodología propuesta en esta tesis, que será discutida en el Capítulo 5, tendrá en consideración no solo la línea temporal de los fenómenos que se presenta en la figura anterior sino también del fenómeno en particular que se presenta dada una contingencia específica, es decir fenómenos asociados a la estabilidad angular, de frecuencia y de la tensión que se explican en el Capítulo 3.

La propuesta de metodología para estudiar y verificar el potencial aporte en la flexibilidad y estabilidad de los enlaces HVDC-VSC busca una guía para modelar los distintos dispositivos eléctricos que componen un SEP y verificar con indicadores si las medidas de aplicación y/o control del enlace son o no fructíferas para mejorar la respuesta dinámica. La metodología tiene 5 pasos esenciales que son: Fenómenos a estudiar, Representación Elementos Eléctricos, Interconexión Elementos Eléctrico, Simulaciones/Contingencias e Indicadores. Esta metodología se puede implementar en todos los estudios para tener una guía estructurada independientemente de los fenómenos a estudiar.

Para lograr implementar la metodología antes descrita se implementan 3 SEP que no incorporan la tecnología HVD-VSC (casos modificados) y compararlos con los mismos sistemas sin dichos enlaces (casos bases) en base a los indicadores. En los tres sistemas modificados se han incorporado la forma más adecuada de implementar/modelar el enlace HVDC-VSC y en los

casos dinámicos la incorporación de un control suplementario para tener mayores elementos de control para desplegar en el sistema.

En consecuencia, esta tesis es una guía para realizar estudios dinámicos independientemente del sistema que se va a estudiar. En particular, la metodología propuesta en esta tesis puede ser seguida en el caso de interconectar dos o más sistemas debido a que la pauta a seguir es general. Asimismo, se presentarán en esta tesis las diferentes formas de control, modelamiento, ventajas y control suplementario (implementadas por el autor) de los enlaces HVDC-VSC para lograr identificar cual configuración de estos enlaces es la más adecuada para futuras interconexiones regionales en Sudamérica. Por último, la pauta al ser generalizada se independiza de los controles suplementarios que pueden ser incorporados como así de los programas de simulación para corroborar las mejoras en flexibilidad y estabilidad del sistema.

En este trabajo de tesis, no se abordarán temas de control sistémicos que son implementados en la actualidad como son los AGC (del inglés Automatic Generation Control), SCADA en tiempo real y/o despacho en línea de generación. Tampoco es de la línea de esta tesis las simulaciones en tiempo real de SEP dado que no se posee dicha implementación en los laboratorios de la Universidad.

## **1.5. Objetivo General**

El objetivo general de esta tesis es estudiar el impacto de los enlaces HVDC-VSC en la estabilidad de los sistemas interconectados y su contribución a la flexibilidad en el caso de futuras uniones regionales.

## **1.6. Objetivos Específicos**

Los objetivos específicos de esta tesis de magíster son:

- Implementar una metodología para estudios dinámicos en interconexiones regionales.
- Identificar las variables de estado del sistema que se requieren controlar para mantener la estabilidad sistémica.

- Estudiar y entender las distintas formas de representación de los enlaces HVDC-VSC de acuerdo a la literatura.
- Identificar los distintos tipos de estabilidades en los SEP y cuáles son los elementos claves que determinan su comportamiento.
- Implementar controles suplementarios en el enlace HVDC-VSC que contribuyan a la estabilidad dinámica del sistema.

## 1.7. Estructura de la Tesis

La presente tesis posee una estructura de 6 capítulos incluyendo el actual que corresponde al de la Introducción.

El capítulo 2 trata sobre la Transmisión en Corriente Continua (HVDC) tanto utilizando la tecnología de tiristores como los IGBT. En cada uno de estos tipos de transmisión se describen cuáles son las componentes de cada una de las configuraciones. También en este capítulo se revisan las distintas configuraciones en sistemas HVDC tales como las del tipo punto a punto como las de sistemas multiterminales. Adicionalmente, se describe la forma de modelamiento de las estaciones convertoras con modelos promediados, que son utilizados para simulaciones del tipo RMS y disminuyen los tiempos de simulación manteniendo una respuesta adecuada. Por último, se describen las distintas filosofías de control para sistemas de HVDC-VSC que se encuentran en la literatura, las cuales son utilizadas dependiendo de la configuración y el sistema al que se va a conectar.

En el capítulo 3 se describen la estructura temporal de la estabilidad en Sistemas Eléctricos de Potencia como así los fenómenos que se presentan en redes eléctricas. Dentro de los fenómenos que se describen en esa sección están los relacionados a la tensión, ángulos y frecuencia que corresponden a respuestas sistémicas de las variables de estado del sistema. Por último, se describe cómo se pueden reducir redes eléctricas de manera genérica para mantener la dinámica del sistema y así disminuir los tiempos de simulación.

En el capítulo 4 se desarrollan los conceptos de interconexiones de redes eléctricas definiendo cuales son las razones técnicas y económicas para realizar estas uniones eléctricas. También se definen los tamaños de redes como así los tipos de conexiones eléctricas que se utilizan para unir sistemas eléctricos.

En el capítulo 5 se muestra la metodología propuesta y los resultados de la aplicación de sistemas de transmisión HVDC-VSC en redes eléctricas para el mejoramiento de la respuesta dinámica del sistema, en particular en las oscilaciones electromecánicas, utilizando para ello un sistema de control suplementario. También se presenta la respuesta cuasi-estática de los enlaces para corroborar la tesis que estos dispositivos de electrónica de potencia entregan flexibilidad al sistema. Para la demostración de la propuesta metodológica, se utilizan tres casos de estudio en donde los modelos resultantes se analizan en detalle. Las simulaciones de dichos modelos se realizan en tres sistemas eléctricos distintos, siendo el primero correspondiente a un modelo ilustrativo, el segundo correspondiente al Sistema Interconectado Central de Chile, y en el tercero la modificación del académico IEEE 9 barras, siendo en los dos primeros utilizados las simulaciones dinámicas para demostrar la efectividad del HVDC en la estabilidad y en el segundo caso simulaciones cuasi-estáticas para demostrar flexibilidad de transmisión. Por último, en este capítulo se detallan las distintas etapas de implementación tanto de los controles básicos como el suplementario del enlace HVDC-VSC.

Finalmente, en el Capítulo 6 se presentan las conclusiones de esta tesis y de los trabajos futuros que pueden ser abordados.

# Capítulo 2 : Transmisión en Alta Tensión en Corriente Continua

---

## 2.1. Introducción

La transmisión HVDC es una tecnología de electrónica de alta potencia usada en los actuales sistemas eléctricos en el mundo. La primera aplicación comercial de esta tecnología fue utilizada para unir la Isla de Gotland y Suecia en el año 1954, siendo ésta conexión de 90 km de extensión bajo el agua y 20 MW de capacidad [7][8] dando comienzo con la transmisión en corriente continua como la conocemos hoy en día (rectificación e inversión). Éste enlace fue construido a base de válvulas de mercurio y siendo en el año 1967 cambiadas por válvulas de estado sólido (tiristores). Estos avances tecnológicos en el tipo de válvulas, permitió que la transmisión HVDC proliferara como gran solución a problemas que la transmisión tradicional alterna no había logrado resolver, tales como transmisión por cables submarinos mayores a 30 km, conexiones asíncronas y transmisión de grandes montos de potencia a gran distancia [7].

Los nuevos adelantos en dispositivos semiconductores tales como IGBT y GTO de alta potencia, trajo como consecuencia el siguiente paso de la tecnología HVDC denominada HVDC-VSC. La transmisión HVDC-VSC se caracteriza por la habilidad de poder controlar el encendido/apagado del semiconductor lo que conlleva a la posibilidad no solo de controlar la direccionalidad de la potencia activa en el enlace DC sino también la potencia reactiva en cada uno de los puntos de conexión de las estaciones convertoras [9]. Las primeras instalaciones de este tipo fueron de poca potencia de transferencia y grandes pérdidas por conmutación, sin embargo la entrada convertidores multiniveles han mejorado éstas dos desventajas [10].

## 2.2. HVDC-LCC

La tecnología clásica de HVDC es conocida como LCC (del inglés “Line Commutated Converter”) o CSC (del inglés “Current Source Converter”). La característica principal de esta

tecnología por el uso de tiristores es que puede controlar el encendido o conducción del dispositivo, sin embargo no así su apagado. La capacidad de controlar el instante de conducción conlleva a que se puede regular a voluntad la potencia activa que circula por el enlace, pero teniendo como desventaja una dependencia el consumo de potencia reactiva lo cual puede desencadenar en problemas estabilidad de tensión [11]. En la Figura 2-1 se esquematiza de una forma sencilla un enlace HVDC-LCC, en donde la inductancia corresponde al elemento eléctrico que mantiene la corriente en el enlace DC constante.

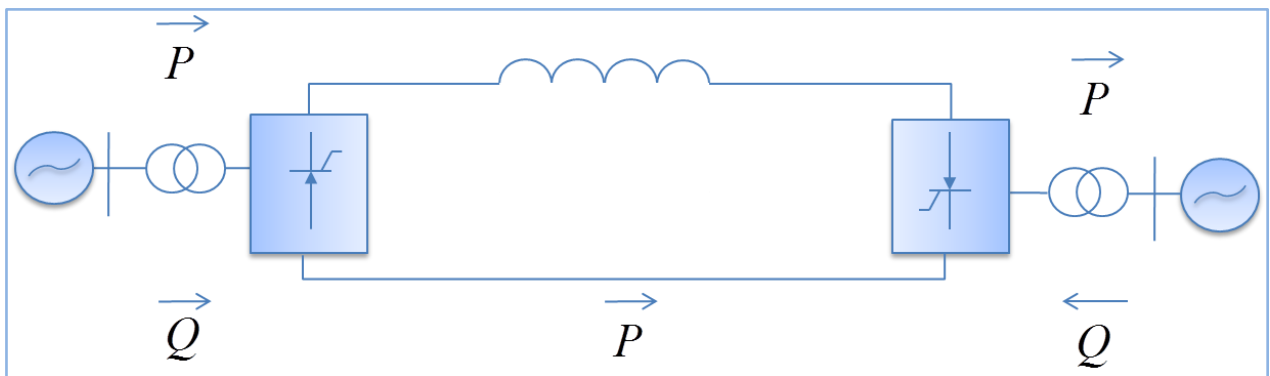


Figura 2-1 "Sistema HVDC-LCC basado en Tiristores"

### 2.2.1 Componentes HVDC-LCC

Actualmente, el sistema HVDC convencional o convertidor de línea conmutada es una tecnología madura con décadas de experiencia no solo a nivel de investigación sino también en la industria. Esta tecnología, como se indicó anteriormente, emplea convertidores que utilizan válvulas basadas en tiristores las cuales son dispositivos de electrónica de potencia semicontrolados. El que los dispositivos sean semicontrolados indican que solo se puede retrasar el momento de encendido pero no así su apagado. En esta sección se abordan los componentes físicos que intervienen en el proceso de conversión y en la siguiente sección se mencionará una idea básica del control de este tipo de tecnología.

La Figura 2-2 representa una esquema de un típico sistema HVDC-LCC bipolar (remítase a sección 2.4.2 para ver las características de esta topología) con los elementos eléctricos capaces de realizar el proceso de conversión de alterna a continua y viceversa. A continuación, se indican las características esenciales de cada uno de los elementos [7][8][12][13]:

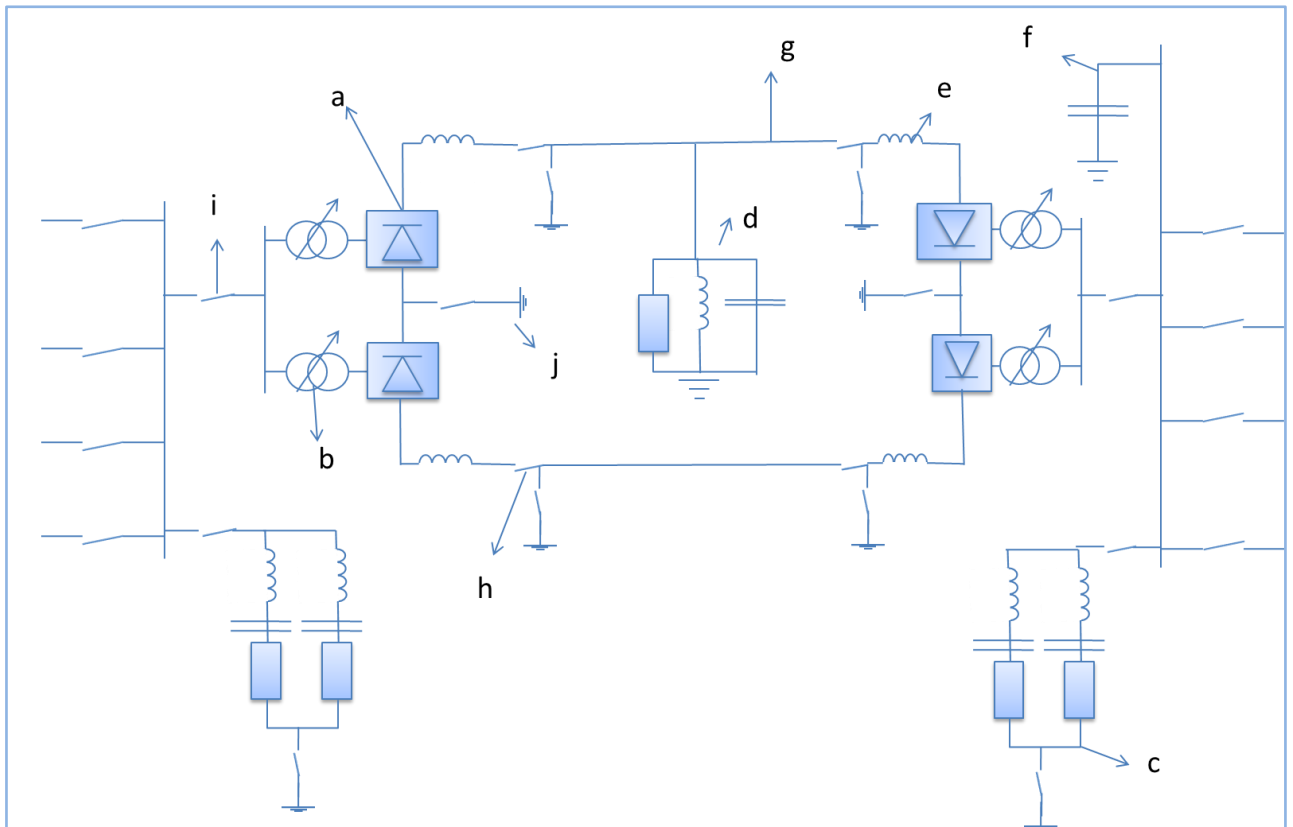


Figura 2-2 “Elementos de un sistema HVDC-LCC bipolar”

- a) Convertidor LCC: Son los que transforman corriente alterna a corriente continua y viceversa, siendo el corazón principal de este tipo de transmisión dado que son el elemento que se controla para tener el funcionamiento requerido. El clásico convertidor HVDC es conocido como conversor fuente de corriente dado que su principal estrategia es tener corriente constante en el enlace DC. Los principales arreglos son de 6 o 12 pulsos de las estaciones conversoras y dependerá de las potencias que se requieran transmitir.



Por último, la magnitud y sentido de la potencia activa son controlados por el cambio de magnitud y polaridad de la tensión DC.

- b) Transformador: Los transformadores son los que conectan el lado alterno con los puentes de tiristores y ajustan la tensión del lado alterno en los terminales del rectificador para obtener un nivel aceptable de tensión basado en la tensión continua que desea utilizar para la transmisión. Los transformadores pueden ser de diferentes características dependiendo de la potencia que será transmitida y posibles requerimientos de transporte. El tipo más común es el transformador trifásico de tres devanados, el cual siempre en el lado alterno es en estrella y dependiendo si se utilizan 6 o 12 pulsos será en el lado continuo conectado en estrella o delta.
  
- c) Filtro en el lado alterna: Los convertidores conmutados generan armónicos de corriente en el lado alterno, los cuales pueden atraer problemas para él tales como el tercer armónico, particularmente si el circuito DC tiene una resonancia de frecuencia correspondiente al segundo armónico [13]. Estos armónicos en el lado alterno generan interferencias en las telecomunicaciones y calentamiento en los equipos de la red eléctrica. Los filtros son instalados para limitar el monto de armónicos que se permite inyectar a la red. Por ejemplo, en el lado alterno de un convertidor HVDC de 12 pulsos las corrientes armónicas de frecuencia 11, 13, 23 y 25 son de gran magnitud y perjudiciales para el sistema, por consiguiente un buen sistema de filtro debe ofrecer un camino de baja impedancia para poder mitigar su inyección a la red principal.
  
- d) Filtro del lado de continua: Las tensiones armónicas que se generan en el lado de continua, tanto en el proceso de rectificado como en el de inversión, se traducen en corrientes alternas armónicas de orden del número de pulsos (rizado), las cuales se superponen a la onda continua originando radio interferencias en sistemas de comunicación vecinos a pesar de utilizar bobinas de suavizado. Al igual que en el lado alterno, en el enlace DC se emplean filtros sintonizados. En el caso particular de utilizar

configuración “back-to-back” o cuando la conexión es por cable subterráneo, estos armónicos quedan apantallados y es posible prescindir de estos filtros [14].

- e) Reactancias de suavizado: Estos son grandes reactores que tienen inductancias tan altas como 1 H contactadas en series con cada polo de cada estación convertora. Estas cumplen las siguientes funciones:
- Disminuir los armónicos de tensión y corriente en el lado continuo.
  - Prevenir fallas de conmutación en los inversores.
  - Prevenir que la corriente se descontinúe debido a una baja transmisión de potencia.
  - Limitar el pico de corriente en lado rectificador durante corto circuitos en la línea continua.
- f) Condensador: Estaciones convertoras requieren de consumo de potencia reactiva para el proceso de rectificado e inversión. El consumo de este tipo de potencia puede llegar al 50% y 60% de la potencia a transmitir [11]. Los grandes encargados de suplir dichos montos de potencia reactiva eran los condensadores, sin embargo en la actualidad se ven configuraciones con SVC y STATCOM [13]. Otra característica importante de este elemento es la dependencia del tipo de control a utilizar dado que éste interactúa con el sistema AC y una mala elección de la estrategia de control podría llevar el sistema a una inestabilidad de tensión [11].
- g) Línea de Corriente Continua: Una de las grandes ventajas de las líneas en continua con respecto a las de alterna es la disminución de la franja de servidumbre. Otra ventaja que se observa es la no existencia del efecto pelicular que si se manifiesta en la transmisión en alterna. Una desventaja de la transmisión en continua en este tópico es que al existir un campo eléctrico unidireccional y estático se requiere mayor limpieza a aisladores. Para el caso de este tipo de transmisión se presenta un mejor funcionamiento dado que la línea no genera potencia reactiva y las pérdidas son menores. Dentro de los cables utilizados en

este tipo de transmisión se encuentran cable de papel impregnado, refrigerado en aceite, polietileno reticulado, y polipropileno y papel laminado.

- h) Interruptor de Corriente Continua: En las primeras configuraciones de los sistemas HVDC estos elementos solo correspondían a seccionadoras, dado que las fallas en el lado continuo eran despejadas a través del rápido control. Sin embargo, nuevas topologías (redes en continua) han llevado a la industria eléctrica y academia a lograr avances en término de este elemento. También es importante la utilización de interruptores a neutro de barra en el lado de continua en configuraciones de más de un polo para el caso de fallas a tierra, dado que parte de la corriente se desvía a tierra bloqueando el polo fallado y continuando la transmisión por el polo sano.
  
- i) Interruptor de Corriente Alterna: Para despejar fallas en el transformador y para sacar de operación al sistema HVDC, los interruptores son esenciales en lado AC como protección. Los interruptores son utilizados para delimitar lo que corresponde a la parte alterna y continua principalmente para mantener la selectividad del sistema alterno. Entre los tipos de interruptores de corriente alterna más empleados en las subestaciones se encuentran: de gran volumen de aceite, de pequeño volumen de aceite, neumáticos, de vacío o de hexafluoruro de azufre ( $SF_6$ ).
  
- j) Puesta a tierra de la instalación: Los electrodos de puesta a tierra, para el retorno de la corriente, son un componente a tener en cuenta en instalaciones HVDC, dado que aportan protección y son una solución económica más rentable a un retorno metálico, incluso para transmisiones de corta distancia, en el que un conductor hace de camino de retorno de la corriente.

## 2.2.2 Estrategias de Control Básico del enlace HVDC-LCC

El control de enlace HVDC está dividido en 4 categorías que se establecen jerárquicamente, estas categorías van en ascenso y controlando distintas unidades del enlace. Las categorías son: control de unidad convertora, control de polo, control maestro y control general. El control de unidad convertora se encarga de las señales de disparo de las unidades rectificadoras e inversora. El control de polo envía señales a las unidades convertoras para asegurar que la rectificación e inversión sea coordinada. El Control Maestro recibe una orden de potencia que debe transmitir por el enlace y entrega una señal de corriente que será enviada al control de polo. El control general es el encargado de enviar al control maestro en nivel de potencia que debe transmitir el enlace, orden que la da el Operador del Sistema [11][19][20].

Los subsistemas básicos de control son idénticos para el inversor y rectificador, pero funcionan en diferentes modos de sintonización en el esquema de control del enlace HVDC [20]. Tradicionalmente, la estación rectificadora funciona bajo el modo de control de corriente constante (CC), mientras la estación inversora funciona bajo el modo de control de ángulo de extinción constante (CEA). Esta estrategia de control puede ilustrarse en la característica  $U_d$  versus  $I_d$  del convertidor, tal como aparece en la Figura 2-3. La intersección entre la característica del rectificador y el inversor es el punto de operación del enlace, que se indica en la figura como punto A.

La Figura 2-3 muestra un esquema de control básico del enlace HVDC, ocupando dos estrategias distintas de control para cada estación. En la Figura 2-3(a), se ilustra la estrategia de control Corriente Constante (CC) que se encarga de controlar la estación rectificadora y la estrategia de control Ángulo de Extinción Constante (CEA) que se encarga de controlar la estación inversora. En el inversor, el modo de control CEA se activa forzando el circuito de control a estar en CC a través de la saturación de la referencia inferior del rectificador, estableciendo un determinado margen de corriente  $\Delta Id$ . Tal como se indicó anteriormente, el punto A corresponde al punto de operación del enlace. Si la tensión AC de la barra rectificadora cae, entonces la característica del rectificador es diferente y se convierte en la línea azul punteada de la figura, con lo cual el nuevo punto de operación es B. Por otro lado si se mantiene la estación

rectificadora en CC y la estación inversora pasa a modo voltaje DC constante (VDC), entonces el ángulo de extinción ( $\gamma$ ) no es constante y esta característica (segmento horizontal) es visualizado en Figura 2-3(b).

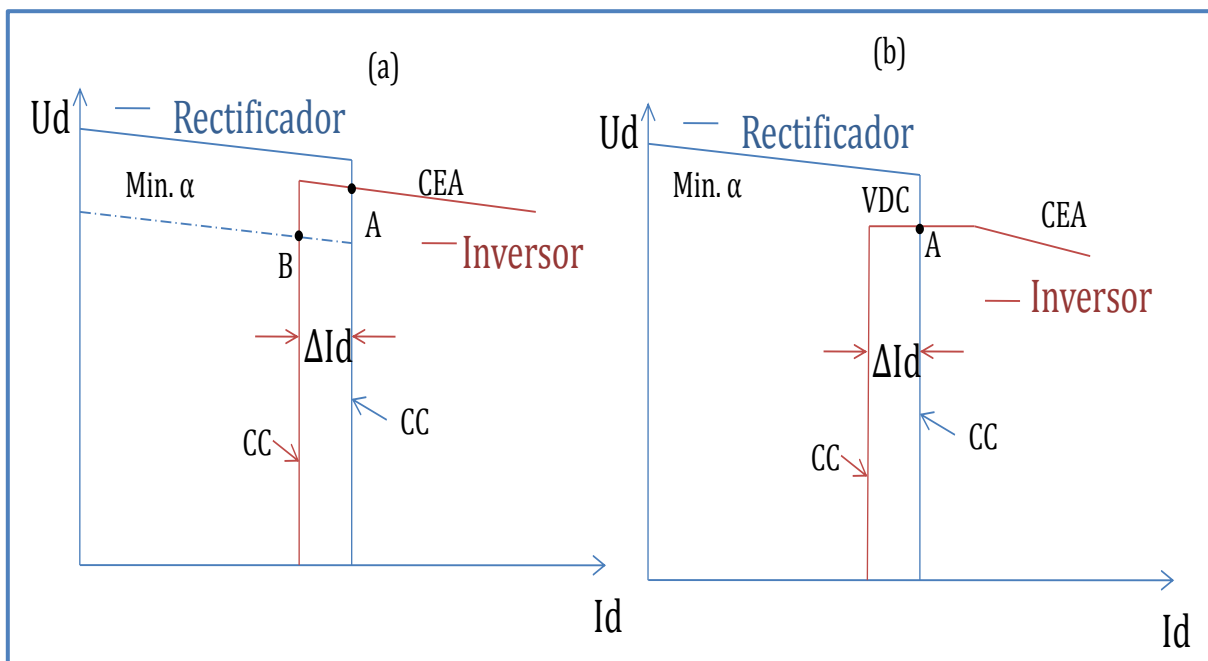


Figura 2-3 " Esquema de Control Básico corriente Marginal, (a) Rectificador en CC, inversor en CEA, (b) Rectificador en CC, Inversor en VDC"

Alrededor del punto de operación (punto A, Figura 2-3), el comportamiento de la Potencia Activa y Reactiva de la inversora puede ser considerada como el de una carga dependiente de la tensión [19][20].

## 2.3.HVDC-VSC

La tecnología HVDC basada en VSC (del inglés “Voltage Source Converter”) ha sido últimamente utilizada para la transmisión en corriente continua por ventajas de controlabilidad de tanto la potencia activa como reactiva en las estaciones conversoras. La característica principal de esta tecnología es la utilización de IGBT que se comportan como interruptores de encendido y apagado controlado independiente de la polarización. La capacidad de apagado/encendido repercute en que se puede tener, dentro del período de la onda fundamental, más pulsos de apagado/encendido, disminuyendo el nivel de armónicos pero perjudicando el nivel de pérdidas por conmutación. En la Figura 2-4 se esquematiza de una forma sencilla un enlace HVDC-VSC, en donde el condensador corresponde al elemento eléctrico que controla la tensión constante tanto en lado emisor como en el receptor.

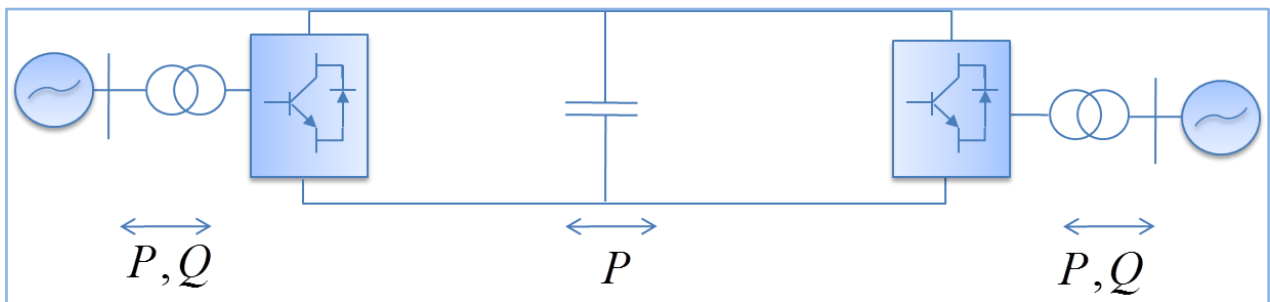


Figura 2-4 “Sistema HVDC-VSC basado en IGBT”

### 2.3.1 Componentes HVDC-VSC

La Figura 2-5 muestra el esquema y componentes eléctricos de un enlace HVDC-VSC para realizar todo el proceso de conversión. A continuación se presentan las características de cada uno de los elementos [12][21][22][23]:

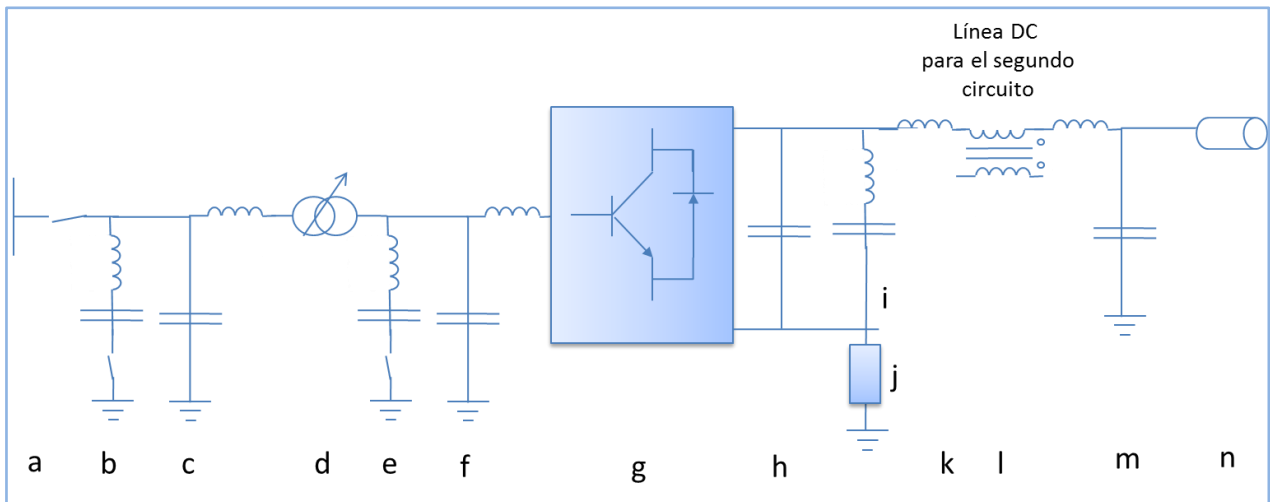


Figura 2-5 "Componentes de un sistema VSC"

- a) Interruptor de la subestación VSC: Este elemento eléctrico cumple la función principal de separar la subestación de transformación de corriente continua del sistema alterno. No existen grandes requerimientos para este dispositivo, salvo en el caso de partida del enlace HVDC-VSC donde se requeriría la puesta de una resistencia para disminuir las corrientes de carga del circuito de continua.
  
- b) Filtros del lado de alterna: Tal como se dijo para el sistema HVDC-LCC, los filtros en el lado de corriente alterna previenen el traspaso de armónicos a la red eléctrica generados por las estaciones convertoras. En el caso de utilizar métodos apropiados de control como PWM o estaciones VSC multiniveles que puedan suprimir armónicos de bajo orden, este componentes pueden ser sintonizados para alta frecuencia lo que llevaría a un menor costo y tamaño.
  
- c) Filtros de interferencia de radio frecuencia del lado de alterna: Estos filtros son utilizados para reducir a niveles aceptables la penetración de armónicos de alta frecuencia a la red eléctrica. Los principios de diseño no difieren a los utilizados en otros tipos de tecnologías que utilizan electrónica de potencia.

- d) Transformador del convertidor: La función principal de transformador es obtener la tensión adecuada a los niveles de las estaciones conversoras. Adicionalmente, este elemento puede proveer al sistema de transmisión una reactancia en serie, valores normales de 0.1 a 0.2 en pu base propia, como también prevenir la circulación de corriente de secuencia cero entre el sistema y el conversor.
  
- e) Filtro de armónicos del convertidor: Este dispositivo es parte del filtrado pasa bajos que se utiliza en el lado del convertidor para lograr que la frecuencia fundamental tenga la menor distorsión posible.
  
- f) Filtro de bloqueo de armónicos de alta frecuencia y reactancia de fase del lado convertidor: Las corriente de alta frecuencia producen estragos en los elementos eléctricos, en particular en los transformadores. Es por lo anterior que, para proteger la vida útil del transformador del convertidor, entre éste y la estación conversora se ubica un filtro filtro de bloque de armónicos de alta frecuencia. En el caso de la reactancia de fase, es parte del filtro pasa bajos, pero lo más importante es que es utilizada para controlar tanto la potencia activa como reactiva del conversor. En ocasiones que no se utiliza un transformador, la reactancia separa al sistema del conversor.
  
- g) Convertidor VSC: El convertidor del enlace HVDC es el elemento esencial para realizar la transformación desde corriente alterna a continua y viceversa. Esta unidad de conversión de electrónica de potencia es de auto encendido y apagado. En esta unidad en estricto rigor se utilizan válvulas que funcionan como interruptores electrónicos controlados que conmutan. La configuración de las estaciones conversoras han sido de dos y tres niveles, siendo estos utilizados principalmente para potencias bajas o medias. Sin embargo, nuevas disposiciones como conversoras multi-niveles han traído que esta disposición en la transmisión HVDC-VSC sea capaz de transmitir los mismos niveles de potencias que los enlaces HVDC-LCC.



- h) Condensador de la unidad VSC: El condensador DC provee la tensión necesaria para operar el enlace HVDC VSC. Este elemento se encuentra conectado directamente en paralelo con los terminales en continua. Para el diseño de este dispositivo se deben tener en consideración los siguientes aspectos: inductancia del circuito de conmutación; rizado de la tensión continua; armónicos de acoplamiento con otras estaciones convertoras conectadas en el mismo enlace; y temas de control para mantener la tensión del enlace dentro de los rangos aceptables.
  
- i) Filtro de armónicos del lado de continua: Estos equipos pueden ser una alternativa a incrementar el tamaño del condensador del VSC en casos donde valores de distorsiones críticas de tensiones o corrientes ocurran dentro del circuito de continua con un único o pequeño número de armónicos. Estos elementos pueden ser conectados en paralelo al condensador para reducir la impedancia equivalente del circuito de continua para su frecuencia de sintonización con el fin de prevenir que armónicos de corriente del lado alterno fluyan a la línea de continua.
  
- j) Toma de tierra de la rama del neutro: Una rama de conexión proporciona una conexión desde un punto específico del circuito de corriente continua a tierra para tener un potencial cero. Dependiendo del concepto de diseño, el circuito de continua puede estar directamente conectado a tierra o conectado a tierra a través de un circuito que contiene reactores, capacitores, resistencias pararrayos, y electrodos para operación retorno por tierra.
  
- k) Reactancia de fase del lado de continua: Para transmisión de largas distancias, esta reactancia puede ser conectada en serie para casos de transmisión aérea o submarina. Esta puede ser usada para los propósitos de reducción de los armónicos de corriente que fluyen en la línea en continua o el cable y atenuar resonancias críticas dentro del circuito de continua.

- l) Reactancia de bloqueo de armónicos en modo común: Los armónicos de corriente que circulan por las líneas de corriente continua se pueden separar en componentes en modo diferencial y en modo común. En el caso de los primeros, circulan desde el polo positivo al negativo, mientras que el segundo circula por el camino de retorno a tierra. Las corrientes de modo común pueden generar un bucle de tierra que desemboca en campos electromagnéticos que pueden causar interferencias con otras líneas o sistemas de comunicación. Usando la reactancia de bloqueo de armónicos de modo común se reducen los efectos adversos de estas corrientes. Para el diseño de este elemento se deben tener en cuenta: si la línea es aérea o subterránea; la topología de la estación VSC; geometría del cable; localización de las líneas de telecomunicación; magnitud y frecuencia de las corrientes armónicas.
- m) Filtro de interferencia de radio frecuencia del lado de continua: Estos filtros son los mismo que se utilizan en la configuración de HVDC LCC que se detallan en 2.2.1 d).
- n) Línea de corriente continua: Para transmitir potencia a grandes distancias, se pueden utilizar tanto cables como líneas aéreas de transmisión. Sin embargo, existen algunos aspectos asociados al funcionamiento básicos de la transmisión HVDC VSC que pueden influir en su elección:
- Los cables tienen menos impactos ambientales que líneas aéreas dado por la disminución de franja de servidumbre por el hecho de estar aislados por gomas y por la posibilidad de ser utilizados bajo tierra. Su desventaja es que tienen un alto costo de inversión su puesta en servicio.
  - Los VSC permiten solo una polaridad, por lo que los cables no necesitan ser diseñados para inversión de polaridad.
  - A pesar de que los cables son menos propensos a fallas que las líneas aéreas, los problemas en el primero pueden ser más dificultosos de despejar e inclusive pueden ser permanentes.

## 2.4. Configuraciones Punto a Punto Típicas

La filosofía de los primeros proyectos de HVDC fue el transmitir desde un punto (emisor) a otro (receptor) una cantidad de potencia activa de manera controlada. En otras palabras, transmitir potencia activa de manera segura y en un solo sentido. Para lograr el propósito antes mencionado, se han propuesto algunas configuraciones que a continuación se explicaran [7][12][13][15][16]:

### 2.4.1 Monopolar

En la configuración monopolar, se usan dos convertidores que se encuentran separados por la línea de continua, pudiendo polarizarse de manera positiva o negativa. En líneas de continua, el efecto corona es considerablemente menor en el caso de ser polarizada negativamente que en el caso contrario, por lo cual normalmente los enlaces son operados con polaridad negativa tal como se muestra en la Figura 2-6.

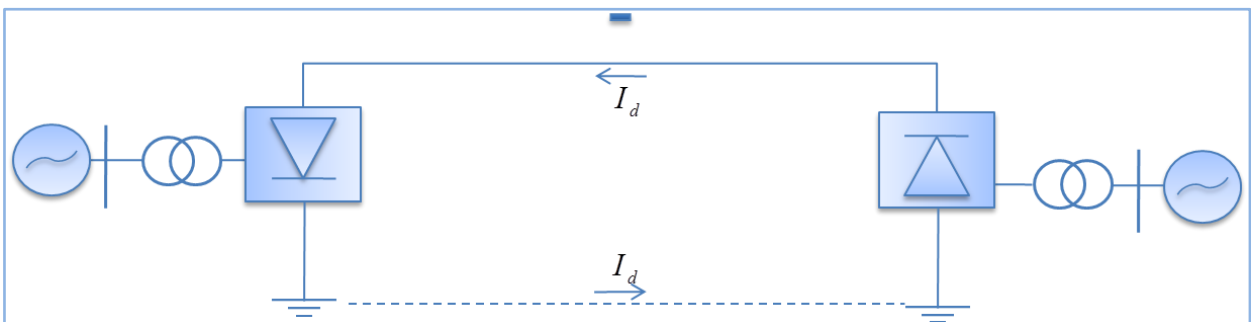


Figura 2-6 "Configuración Monopolar"

### 2.4.2 Bipolar

Este tipo de configuración comúnmente es la más utilizada en sistema de transmisión HVDC. El enlace bipolar que se observa en la Figura 2-7 posee dos conductores aislados eléctricamente, energizados con polaridad positiva y negativa respectivamente. Los dos polos pueden ser operados de manera independientemente si ambos neutros están aterrizados. Bajo condiciones normales de operación, las corrientes que fluyen por cada polo son iguales y por ello no existe corriente por tierra. En caso de fallas de uno de los polos del sistema HVDC se puede continuar la transmisión con el otro polo, por lo tanto la confiabilidad de este sistema es alta y por ello la mayor cantidad de líneas aéreas en HVDC son de este tipo de configuración.

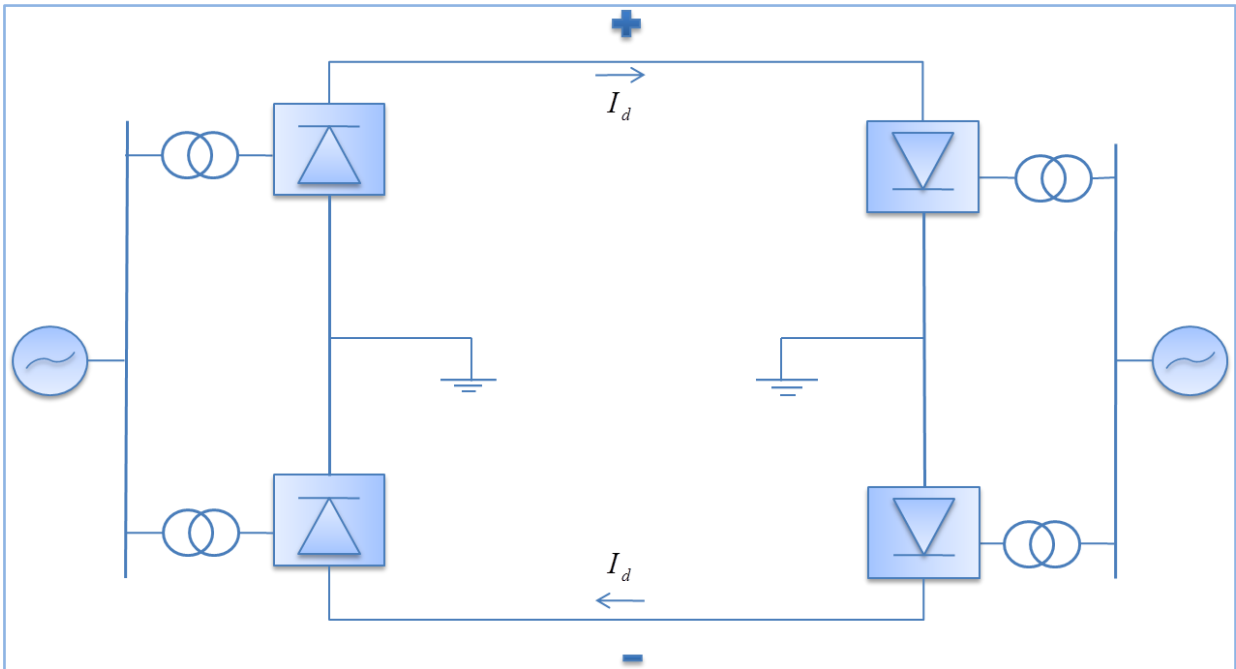


Figura 2-7 "Configuración Bipolar"

### 2.4.3 Homopolar

El enlace homopolar, cuya configuración se muestra en la Figura 2-8, posee dos o más conductores los cuales tienen la misma polaridad. La polaridad usada para este tipo de configuración es negativa, situación similar a lo que se indicó con el enlace monopolar por el menor efecto corona situación que no produce interferencia. El camino de retorno para esta

configuración es a través de la tierra y conduce el doble de corriente que circula por cada polo. En el caso de existir una falla en uno de los conductores, el convertidor completo se encuentra disponible para alimentar el otro circuito, el cual teniendo una capacidad de sobre carga podría transmitir mayor potencia de lo normal de cada circuito.

La corriente por tierra puede tener efectos secundarios en tuberías de petróleo o gas que se encuentran dentro de un radio de algunos kilómetros del electrodo. Las tuberías actuarían como conductores para la corriente lo cual puede ocasionar corrosión en el metal. Por lo tanto, configuraciones que posean retorno por tierra podrían no ser siempre aceptadas.

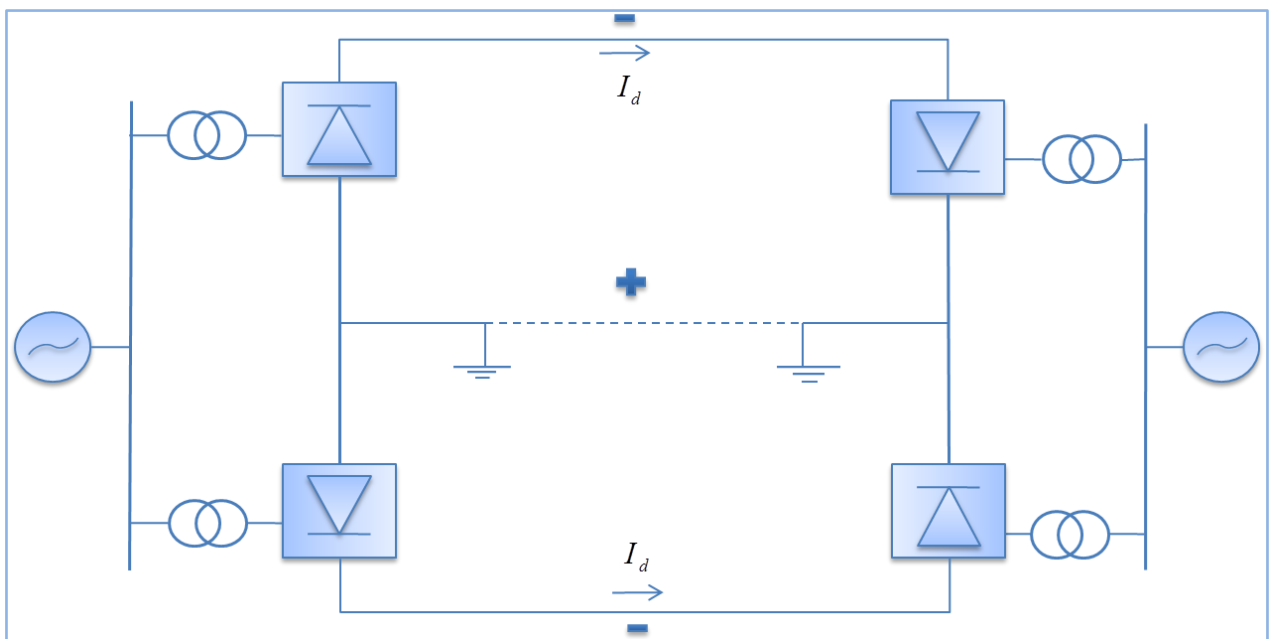


Figura 2-8 "Configuración Homopolar"

#### 2.4.4 Back to Back

La Figura 2-9 muestra una configuración "back to back", que tiene la característica fundamental de no poseer cable para la transmisión. En otras palabras, ambas estaciones conversoras se encuentran en la misma subestación. Por esto, la configuración back to back puede ser un caso particular de una de las tres configuraciones detalladas anteriormente. Este tipo

de configuraciones se utiliza principalmente cuando se requiere conectar redes que operan a distintas frecuencias, se necesita tener diferente estrategia de regulación de frecuencia o se desea aislar perturbaciones de una red y que no se propaguen (amortiguamiento de oscilaciones).

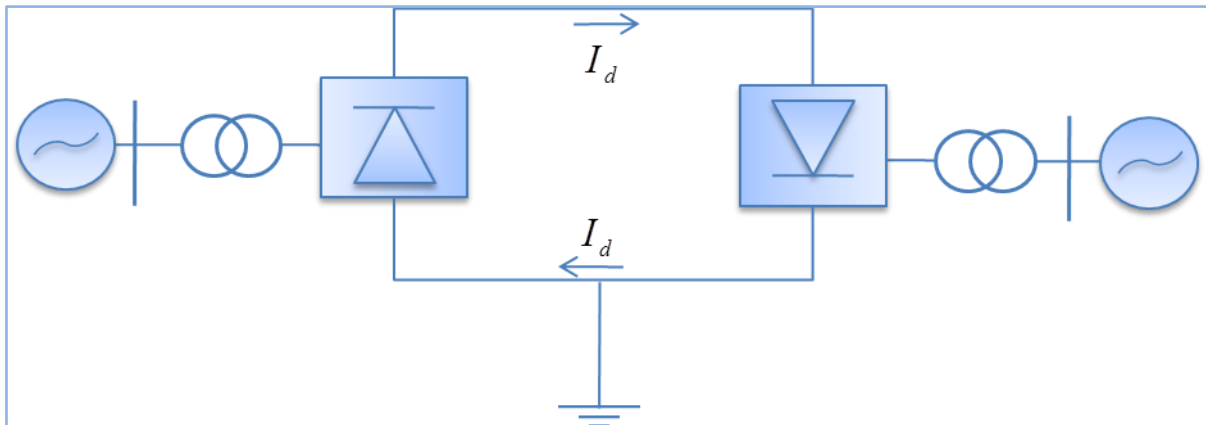


Figura 2-9 "Configuración Back to Back"

## 2.5. Configuraciones Multiterminales Típicas

Los sistemas de transmisión en HVDC han sido diseñados y operados punto a punto con dos terminales o estaciones convertoras. Un sistema multiterminal de corriente continua (se les conoce como MTDC del inglés Multi-Terminal Direct Current) posee más de dos estaciones convertoras, algunas operando como rectificadoras y otras como inversoras. La manera más simple de construir un sistema MTDC es desde la existencia de un sistema punto a punto e introducir en derivación otras estaciones convertoras [13][17]. Un ejemplo de lo anterior, es el MTDC de Quebec-New England Transmission el cual fue concebido como un sistema HVDC-LCC punto a punto de 690 MW en 1986 y posteriormente en 1992 la línea fue extendida a un convertidor de 1800 MW uniendo el enlace existente al área de Boston [18]. Es aquí donde se desarrolla el primer proyecto multiterminal el cual a la fecha se encuentra en operación. La operación en paralelo de enlaces HVDC y bipolos puede ser visto también como operación de multiterminales.

A diferencia de los sistemas en alterna, la tarea de extender un sistema HVDC punto a punto a un sistema MTDC no es trivial. La complejidad del control y protección aumentan considerablemente, siendo necesario el uso de interruptores de continua en la configuración multiterminal [13].

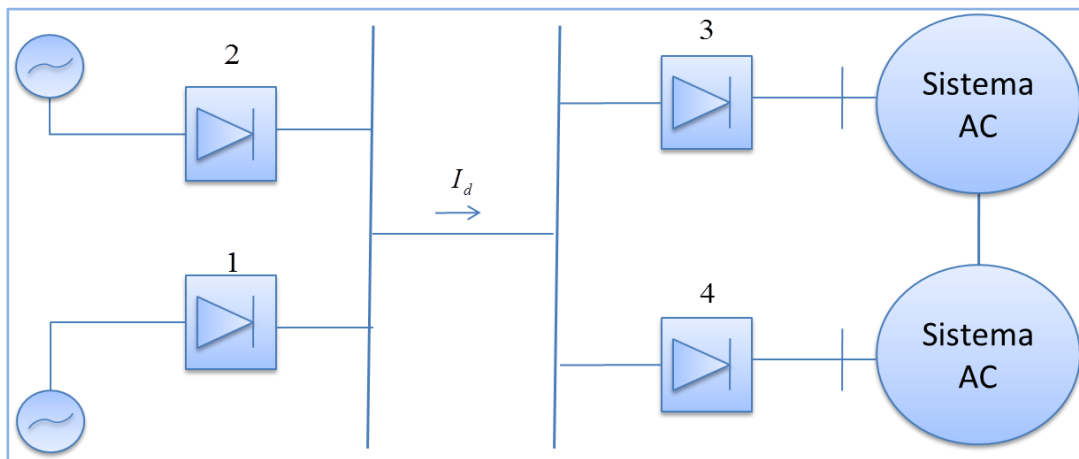
En la actualidad, con el crecimiento en la transmisión en HVDC, existe la posibilidad de que más de un convertidor se encuentre alimentando la misma zona eléctrica [11][13]. Los problemas de operación de tales sistemas Multi-alimentadores DC (se les conoce como MFDC del inglés Multi-Feeder Direct Current) son similares a los sistemas MTDC. Con los recientes avances en la tecnología de transmisión HVDC-VSC la aplicación en base a sistemas MTDC se está volviendo más atractiva que antes.

El sistema MTDC no solo consiste en una variante de un sistema punto a punto, sino también tiene áreas donde su aplicación es ventajosa. Dentro de las múltiples áreas donde un sistema MTDC es beneficioso están:

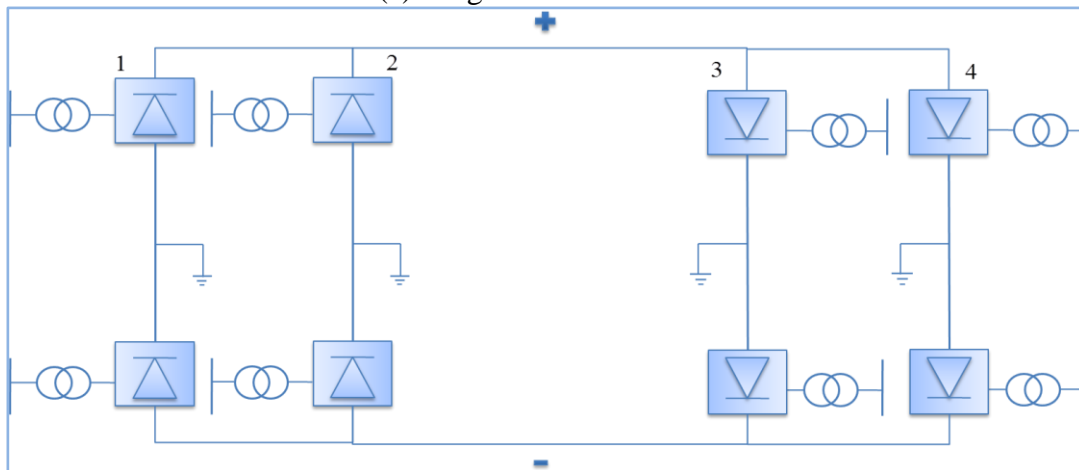
1. Transmitir un monto de potencia desde distintas estaciones remotas de generación a diferentes centros de consumos. Un ejemplo de esta área es la transmisión de energía desde estaciones eólicas en el mar a distintos centros de consumos.
2. Interconexiones Asíncronas entre sistemas de potencias adyacentes. Un ejemplo de esta área correspondería a la interconexión entre países utilizando diferentes frecuencias de operación.
3. Reforzar la alimentación de un sistema en alterna que posee un alto nivel de carga. Un ejemplo de esta área fue el proyecto conjunto entre HidroAysen y Energía Austral para abastecer a través de enlace en HVDC a la ciudad de Santiago de Chile.

## 2.5.1 Esquema Paralelo de Tensión Constante

En el esquema paralelo, las estaciones convertoras están conectadas en paralelo y operan a la misma tensión. La conexión puede ser a través de un único conductor en forma radial como se observa en la Figura 2-10 o a través de una malla en corriente continua como se ilustra en la Figura 2-11.



(a) Diagrama del sistema

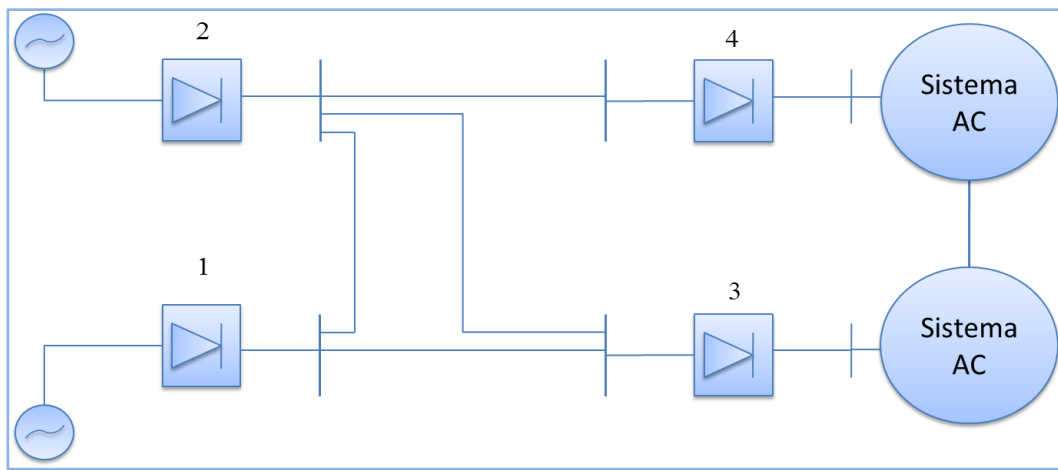


(b) Conexión de las estaciones convertoras

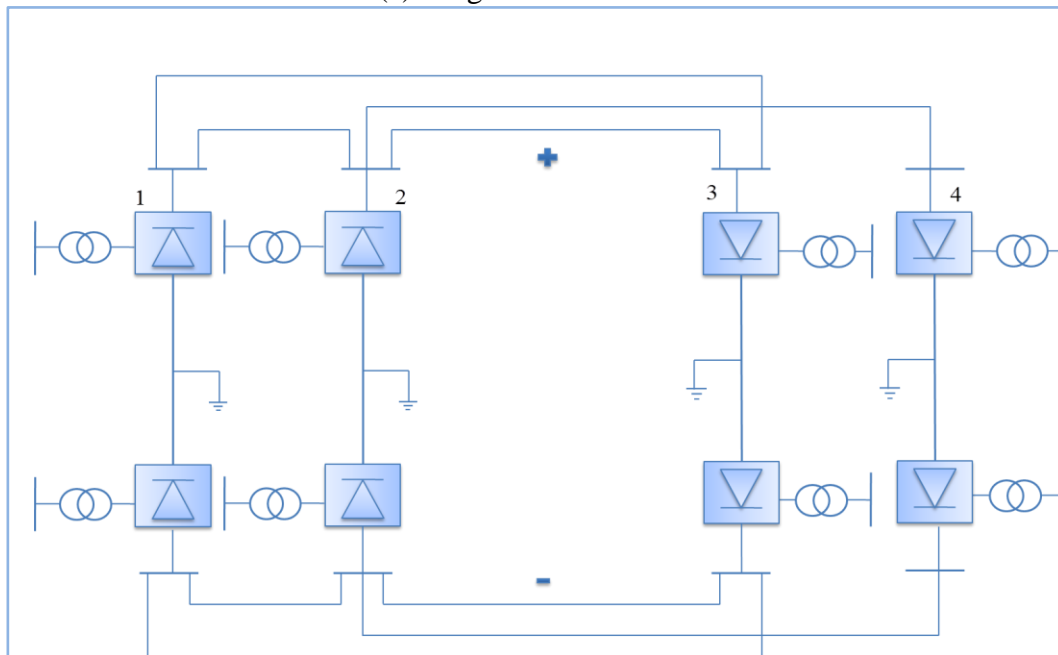
Figura 2-10 "Esquema multiterminal paralelo radial"



En el caso del control de esta topología, uno de los terminales establece la tensión de operación del sistema DC, mientras los demás terminales operarán en modo de control corriente constante (CC). La determinación de la tensión de operación del sistema MTDC le corresponderá a la estación con menor tensión nominal, siendo ésta una rectificadora que se encontrará operando en control de constante ángulo de extinción (CEA) o una inversora que operará en control de constante de ángulo de ignición (CIA).



(a) Diagrama del sistema



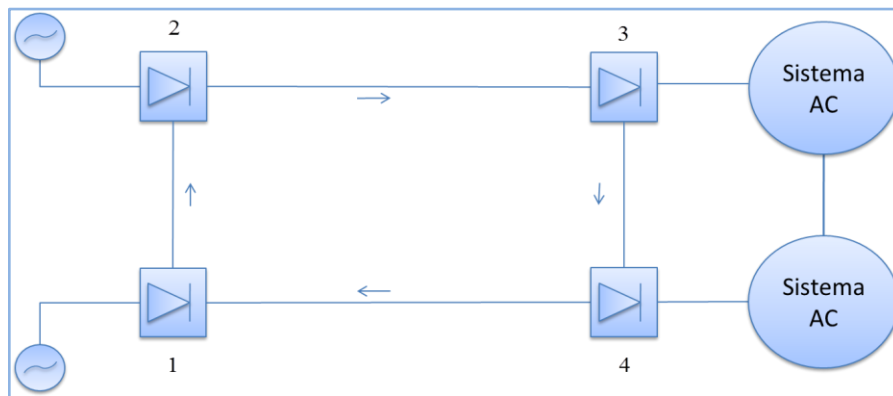
(b) Conexión de las estaciones convertoras  
 Figura 2-11 "Esquema multiterminal paralelo enmallado"

Algunas de las principales desventajas de esta configuración son:

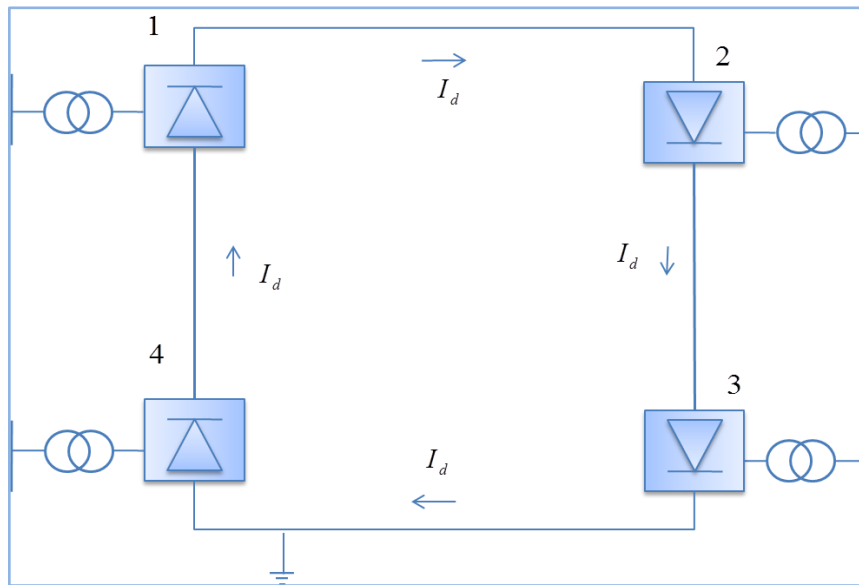
1. Cualquier perturbación en el sistema DC (fallas de líneas o conmutación) afecta a todo sistema de corriente continua.
2. Revertir la dirección de la potencia en cualquier terminal requiere interruptores mecánicos de operación.
3. Bloquear un único puente, en estaciones conversoras que poseen dos o más puentes conectados en serie, requiere una operación completa del sistema a menor tensión o desconectar la estación afectada por dicha falla.
4. Fallas de conmutación en un inversor puede atraer corrientes desde otros terminales y esto puede afectar la reactivación de conmutación.

### 2.5.2 Esquema Serie de Corriente Constante

En el esquema serie, la corriente es controlada por uno de los terminales mientras los demás pueden operar a ángulo constante (extinción o ignición según corresponda) o tensión constante. Una ejemplo de este tipo de configuración es la que se representa en la Figura 2-12.



(a) Diagrama del sistema



(b) Conexión de las estaciones convertidoras

Figura 2-12 "Esquema multiterminal serie"

Para el caso del control de esta topología, el control de la corriente es asumida por un rectificador en el caso de que la suma de las tensiones de los rectificadores que se encuentra en modo de corriente constante es mayor que la suma de las tensiones de los inversores, entonces el rectificador con menor corriente solicitada por el control asume el control de corriente del enlace. Por el contrario, si la suma de las tensiones de los inversores es mayor, el inversor con mayor corriente asignada asumirá dicho control.

Algunas de las principales desventajas de esta configuración son:

1. Como la tensión a tierra es diferente en varias partes del sistema, la coordinación de aislación es compleja y costosa. Las pérdidas del sistema son mayores en proporción con tensiones bajas.
2. Una falla en la una línea causa una interrupción en el sistema completo.
3. Flexibilidad en extensiones futuras es limitado.

Como se ha visto en los distintos tipos de configuraciones, la mayoría de ellas siempre fueron diseñadas para la tecnología HVDC-LCC, sin embargo la interrupción de los IGBT no solo ha traído que se implementen esquemas HVDC-VSC sino también que convivan ambas tecnologías conjuntamente en configuraciones híbridas, mezclando las ventajas de cada una de

ellas [24]. Es por ello, que tanto en la transmisión punto a punto como multiterminal a pesar de hablar de control de HVDC-LCC las estaciones convertoras se representaron gráficamente como una estación genérica.

## 2.6. Modelos Promedios de Estaciones Conversoras VSC

El concepto de modelos promediados es una idea que proviene más del área de los convertidores DC a DC o de los controladores de motores, más que en el área de transmisión. El concepto de modelos promediados para estaciones conversoras tanto de dos, tres y multiniveles se presentan en [22][25] donde lo que se intenta replicar es la respuesta promedio del dispositivo de conmutación, convertidor y control usando funciones de fuentes controladas. Es así como la Figura 2-13 ilustra cómo debería ser representada un enlace HVDC-VSC tanto en su lado de corriente alterna (fuente de tensión controlada) como para el lado continuo (fuente de corriente controlada).

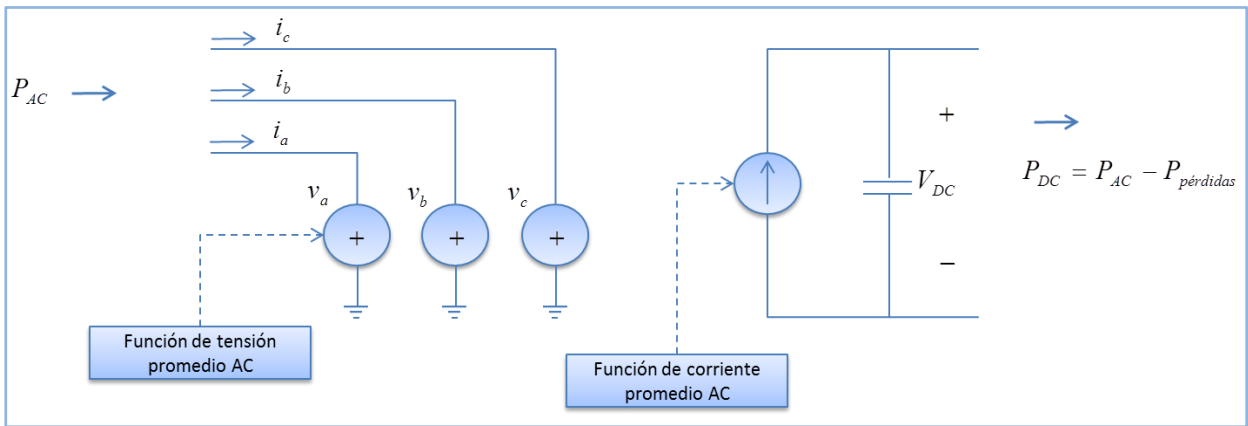


Figura 2-13 "Representación de un modelo promediado para un sistema HVDC-VSC de dos y tres niveles"

La amplitud y fase de la tensión del modelo de la Figura 2-13 son controlados independientemente desde los eje d-q para el caso de una configuración de puente de Gretz con 6 IGBT, el modelo de valores promedio consta de tres fuentes controladas de tensión ( $v_a, v_b, v_c$ ) y corriente controlada ( $I_{dc}$ ) que pueden ser representadas como las ecuaciones (2-1) y (2-2). En donde el valor  $m_{v_j}$  corresponde a la modulación de tensión del control. Para obtener la ecuación (2-2) se debe utilizar el principio de conservación de potencia y asumir nulas las pérdidas por conmutación.

$$v_j = \frac{1}{2} V_{dc} m_{v_j}, j = a, b, c \quad (2-1)$$

$$I_{dc} = \frac{1}{2}(m_{v_a}i_a + m_{v_b}i_b + m_{v_c}i_c) \quad (2-2)$$

Tal como se ha indicado, la transmisión HVDC-VSC ha sido últimamente utilizada por la entrada de topologías multiniveles en cada rama o válvulas del puente de Gretz como se ilustra en la Figura 2-14. En ésta figura se visualiza la configuración HVDC-VSC de multiniveles donde cada sub-módulo es igual al indicado como 1 en dicha figura. Este elemento es el fundamental para lograr llegar a las tensiones necesarias donde la tecnología HVDC-VSC y HVDC-LCC son comparables a nivel de transmisión de potencia.

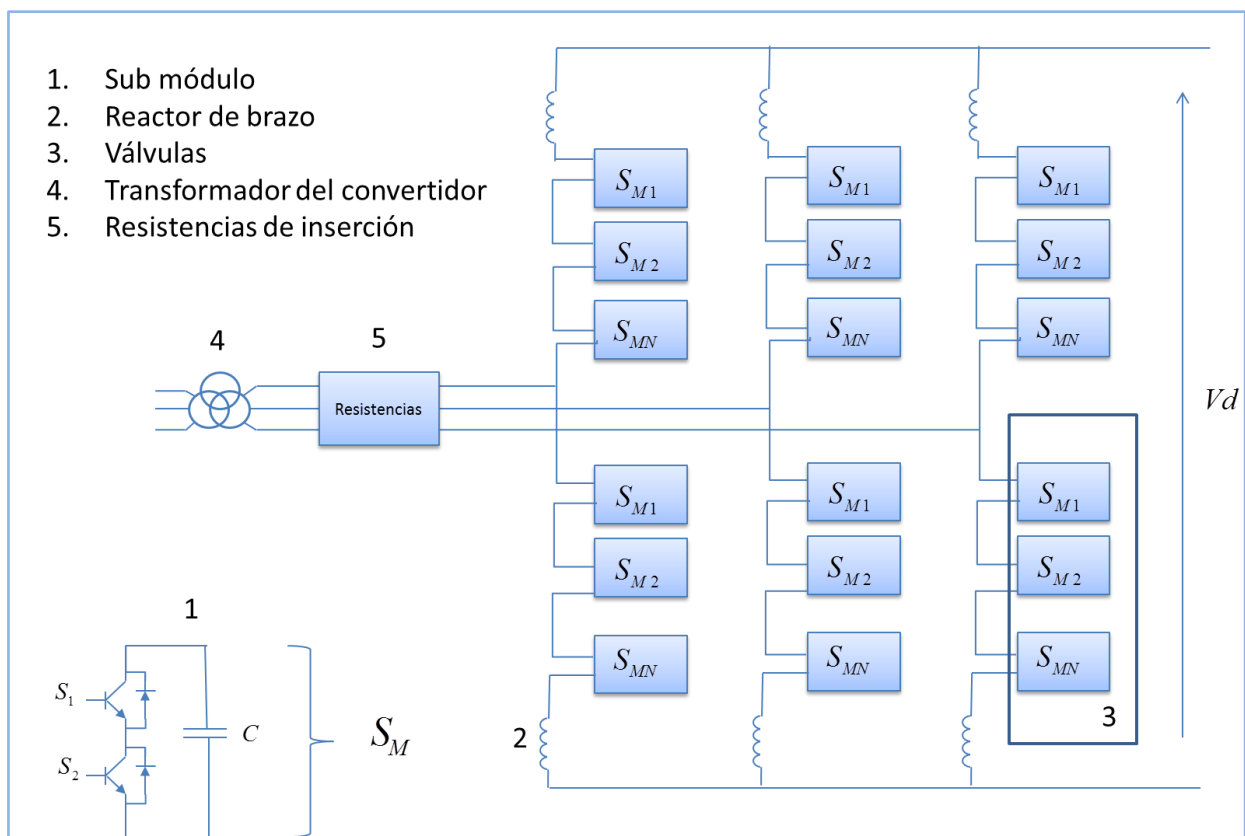


Figura 2-14 "Representación de un sistema HVDC-VSC multinivel"[22]

Al igual que en el caso del sistema de dos niveles, se puede plantear el concepto de modelos promediados para el multinivel. En este contexto las ecuaciones que representan el modelo promediado son las siguientes:

$$\begin{aligned} v_{uj} &= v_{uj}^{SM} - L_s \frac{di_{uj}}{dt} \\ v_{lj} &= v_{lj}^{SM} - L_s \frac{di_{lj}}{dt} \end{aligned} \quad (2-3)$$

Las ecuaciones denominadas (2-3) representan la ley de Kirchhoff de tensión para la válvula superior (denominada u por “upper”) y la válvula inferior (denominda l por “lower”). El subíndice j corresponde para cada una de las fases del sistema trifásico considerado. La repartición de corrientes tanto para el nivel superior como el nivel inferior se encuentran denominados como corriente superior e inferior. Como cada submodulo k-esimo puede estar conduciendo o cortocircuitado, se puede definir una función binaria (1 o 0) tanto para el nivel superior como inferior como  $S_{ujk}$  o  $S_{ljk}$  según corresponda. Este valor multiplicado por la tensión del condensador de cada submódulo dará como resultado la tensión k-ésima de aquel elemento. Sumando sobre k desde el primer nivel hasta el total de elementos de una válvula dada se obtendrá la tensión total por rama. En términos de ecuaciones se puede representar como (2-4):

$$\begin{aligned} v_{uj}^{SM} &= \sum_{k=1}^{N_{arm}} S_{ujk} V_{c\_ujk} \\ v_{lj}^{SM} &= \sum_{k=1}^{N_{arm}} S_{ljk} V_{c\_ljk} \end{aligned} \quad (2-4)$$

La ecuación que relaciona el lado alterno con el lado continua corresponde a lo indicado en (2-5), esto se debe a que cada válvula aporta con la mitad de tensión continua al enlace es por ello que se define  $e_j$  tal como se indica en (2-6). Combinando las ecuaciones (2-3) con la (2-5) y

(2-6) se logra obtener las ecuaciones (2-7) y (2-8), las cuales representan el modelo promediado de la estación convertora multinivel.

$$v_j = -v_{uj} + \frac{V_{DC}}{2} = v_{lj} + \frac{V_{DC}}{2} \quad (2-5)$$

$$e_j = (v_{lj}^{SM} - v_{uj}^{SM})/2 \quad (2-6)$$

$$v_{uj}^{SM} = -\left(v_j - \frac{L_s}{2} \frac{di_j}{dt}\right) + \frac{V_{DC}}{2} = -e_j + \frac{V_{DC}}{2} \quad (2-7)$$

$$v_{lj}^{SM} = \left(v_j - \frac{L_s}{2} \frac{di_j}{dt}\right) + \frac{V_{DC}}{2} = e_j + \frac{V_{DC}}{2} \quad (2-8)$$

La Figura 2-15 ilustra la representación alterna del modelo promediado de una estación convertora multinivel para la fase a. En el caso del NLC corresponde a la técnica Nearest Level Control para este tipo de convertoras que la describe [22].

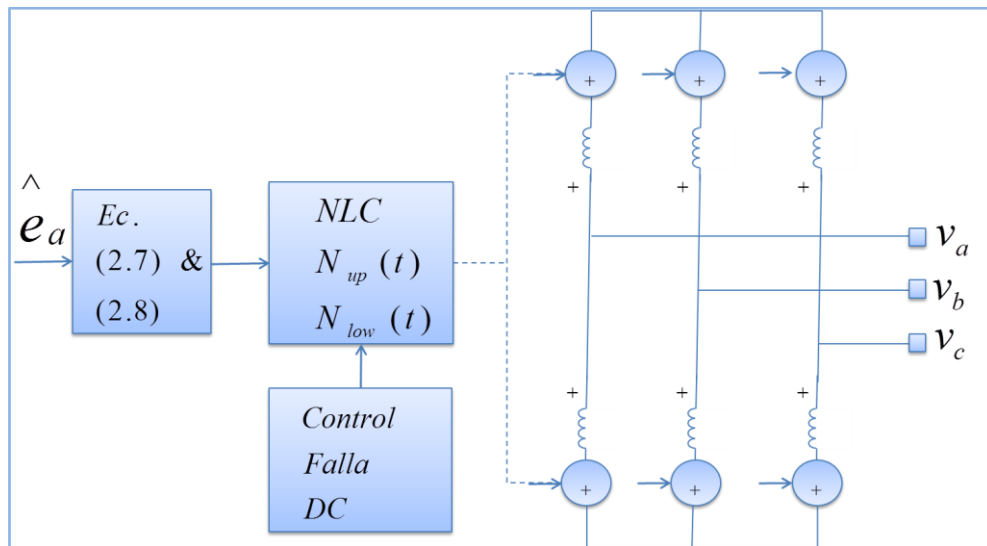


Figura 2-15 "Representación alterna del modelo promediado de un HVDC-VSC multinivel"



En el caso de la corriente que circula por cada una de las válvulas corresponde a la ecuación (2-9), en donde  $I_{DC}$  corresponde a la corriente que fluye por el enlace e  $i_{zj}$  corresponde al paso de corriente de segundo armónico. En estado estacionario y tensiones balanceadas, la suma de todas las corrientes de segundo armónico es igual a cero.

$$i_{uj} = \frac{i_j}{2} + \frac{I_{DC}}{3} + i_{zj} \quad (2-9)$$

$$i_{uj} = -\frac{i_j}{2} + \frac{I_{DC}}{3} + i_{zj}$$

Por último, la representación del enlace en el lado continua debe cumplir el principio de conservación de potencia. Realizando lo mismo que se efectuó al principio de esta sección se puede obtener que la fuente de corriente es igual a la indicada en (2-10), teniendo en consideración que el factor de modulación es el definido en (2-11).

$$I_{dc} = \frac{1}{2}(m_{v_a} i_a + m_{v_b} i_b + m_{v_c} i_c) \quad (2-10)$$

$$m_{v_j} = \frac{2e_j}{V_{DC}} \quad (2-11)$$

La utilización de este tipo de modelo trae consigo menores tiempos de simulación dada su simplicidad y la disminución de nodos que representa el enlace. A pesar de su simpleza, los modelos promediados emulan de muy buena manera el comportamiento dinámico del enlace por lo cual esta representación en particular es utilizada para simulaciones electromagnéticas.

## 2.7.Control de HVDC-VSC

Al igual que todo dispositivo eléctrico que se encuentra inmerso en un sistema eléctrico de potencia, los enlaces HVDC-VSC deben ser controlados para cumplir con los requerimientos impuestos por el operador del sistema. En esta sección, se presentarán algunas de las estrategias enunciadas en la literatura desde la más simple de implementación como el control directo, así como las que utilizan mayor fundamento de control como es el control vectorial o el control de sintonización de potencia.

El enlace HVDC-VSC punto a punto debe tener tanto una configuración idónea como una filosofía de control que permita un buen funcionamiento del enlace. En este sentido, el control del enlace tendrá que abarcar como se controla cada una de las estaciones conversoras para mantener la estabilidad del enlace y la estabilidad del sistema. Las estaciones conversores pueden tener tres tipos de control en el enlace: Potencia Constante, Tensión Constante en enlace DC y DC droop. En todas las configuraciones posibles, la combinación con mejores resultados dinámicos es que la estación rectificadora controle la tensión y la estación rectificadora controle la potencia [18]. Para el caso del lado AC, las estaciones conversoras pueden elegir entre controlar la tensión o Potencia reactiva y la respectiva Potencia Activa.

Tal como se indicó anteriormente, las consignas de entrada al enlace las determina el operador de acuerdo a las necesidades del sistema para funcionar en un estado seguro. Estas referencias o valores predeterminados deben ser procesados por el enlace HVDC y sus controles deben ser capaces de establecer dichas consignas. En lo referente a lo indicado anteriormente, los enlaces y los otros elementos del sistema eléctrico se rigen a través de un control jerárquico. En la Figura 2-16, se detalla una filosofía de control de enlaces particular presentada en [25] que consiste en jerarquizar en bloques las funciones de control para los enlaces con el objetivo de modificar uno bloque para algún caso en particular.

La jerarquización de funciones permite no solo determinar cuáles son los elementos necesarios a las entradas de cada bloque, sino también de determinar cuáles son necesarios de modelar en detalle para cada estudio específico. Esto último se verá en profundidad en el próximo capítulo.

En el caso de Figura 2-16, el Control de Despacho tiene la misión de estar monitoreando el sistema y determinar cuáles deben ser los valores de las entradas al sistema de control que deben ser modificadas para que las variables de estado del sistema (ángulos y módulos de las tensiones) permanezcan dentro de los rangos de estabilidad predefinidos. La salida de este proceso será en dirección a las Consignas de Despacho al Control de Estación, los cuales determinarán los valores de referencia de cada estación convertidora y por ende qué modo de control deberán utilizar. Estando en el Control Superior de la estación conversora, se selecciona entre la operación Acoplada al sistema o el caso de Desacoplado al sistema (Operación en Isla). Para el caso del primero, el tipo de control de la estaciones (Vdc or P/ Vac o Q) es el seleccionado, por contraparte para el segundo debe controlar (VCA, frecuencia y VCo). Comúnmente a este grupo de controles se les denomina controles externo de los enlaces [12][22][26].

Las salidas del anterior bloque se van directamente al Control Desacoplado de Corriente o en el caso de la operación a los controles internos de corriente, en donde dependiendo de la filosofía de control de la estación conversora tendrá distinta configuración [12][22][26]. La salida de este bloque entrega las tensiones de referencia que deben ser sintetizadas por el enlace.

El Control Inferior tiene como finalidad sintetizar las ondas de tensiones a través de PWM o SVM dependiendo de la estrategia de modulación que se adopte. También, es el encargado de controlar todo lo inherente a los dispositivos del sistema. Por último, se encuentra el accionamiento o los pulsos de disparo que se le entregan a los IGBT por parte del Control Inferior.

Como se ha indicado anteriormente, las filosofías de control son fundamentales y dependerá el comportamiento dinámico del enlace. En este sentido, existen cuatro metodologías de control que serán desarrollados a continuación.

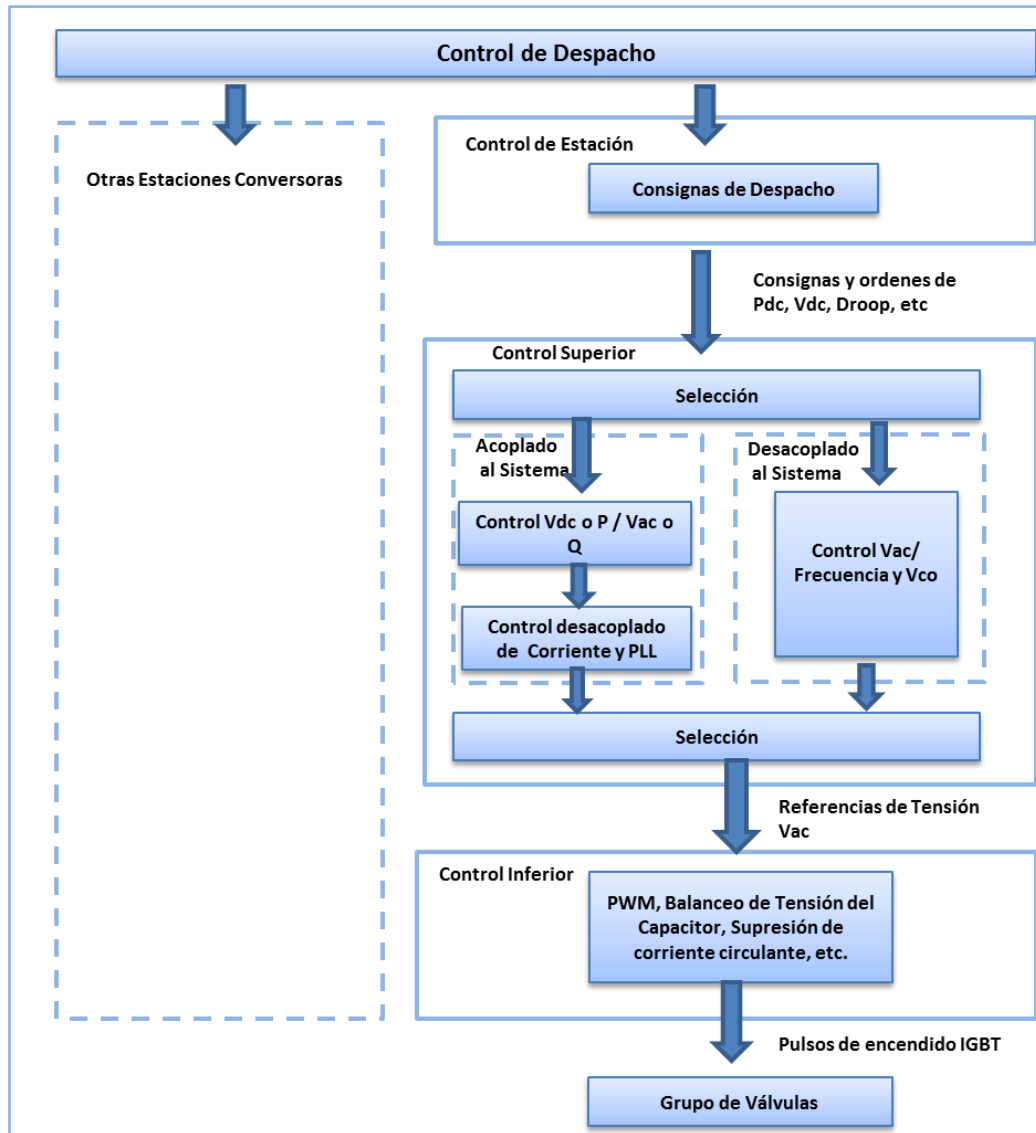


Figura 2-16 "Esquema de Control de un Sistema Eléctrico para los enlaces HVDC"

## 2.7.1 Control Directo

La filosofía del Control Directo es un método simple de control de un sistema HVDC-VSC dado que las variables a controlar tal como el ángulo  $\delta$  y el índice de modulación  $M_i$  son manejados directamente a través de bloques proporcionales e integrales (PI). Los valores medidos son comparados con los datos de referencia, teniendo como resultado el error entre estas dos cantidades las cuales son la entrada a los controladores PI. La salida para cada controlador es el índice de modulación o el ángulo delta dependiendo del caso. A pesar de que este método es simple de implementación no es usado en aplicaciones prácticas hoy en día, siendo solo utilizados en casos de comparación en el correcto funcionamiento en estudios de operación de enlaces HVDC-VSC. En la Figura 2-17 se ilustra la implementación del Control Directo utilizado para estudio de funcionamiento.

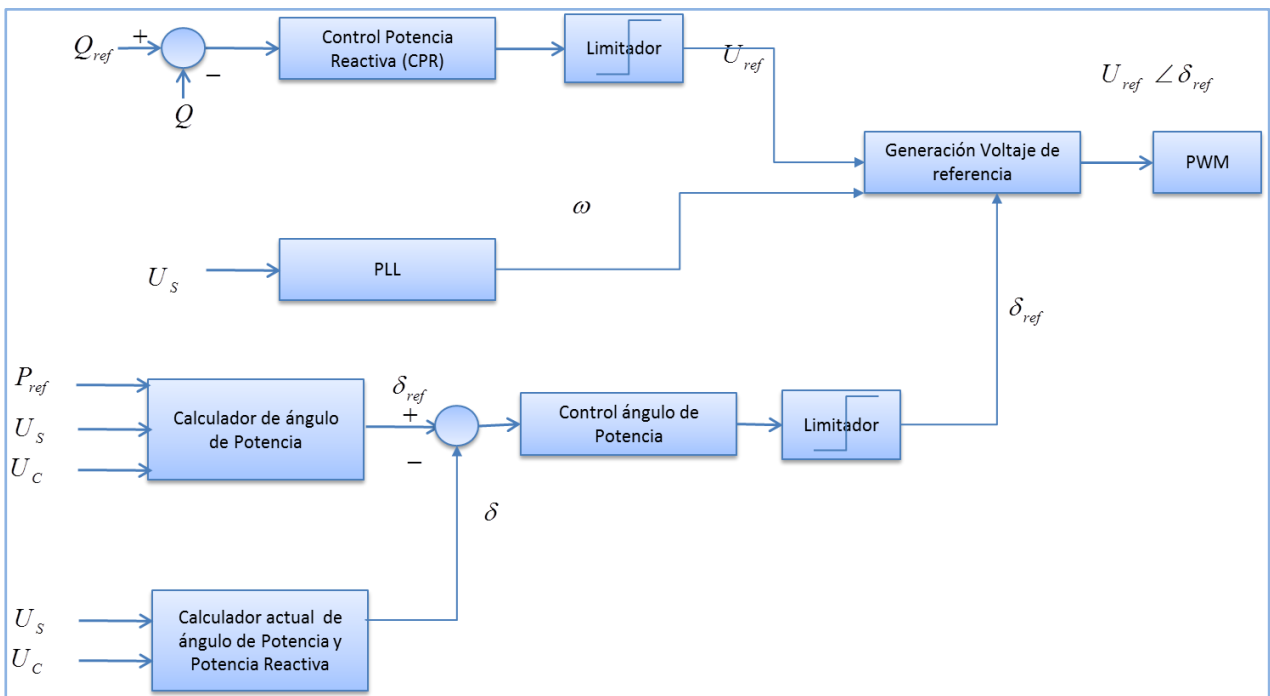


Figura 2-17 " Diagrama de bloques del inversor HVDC-VSC usando control directo"

## 2.7.2 Control Ángulo-Potencia

La filosofía del control Ángulo-Potencia, también conocido como Control Tensión-Ángulo, es uno de los controles más sencillos de implementar para sistemas HVDC-VSC conectados a la red. El principio del funcionamiento se basa en las ecuaciones de transferencia de potencia entre dos puntos separados por una reactancia. Las ecuaciones de transferencia, bien conocidas, tanto de potencia activa (P) como reactiva (Q) son las que se encuentran en (2-12), donde  $U_1$  y  $U_2$  corresponden a los módulos de las tensiones de las barras,  $X$  la reactancia que se encuentra entre ambas barras, y por último  $\delta$  la respectiva diferencia angular de los dos nodos eléctricos.

$$P = \frac{U_1 U_2 \sin \delta}{X} \quad (2-12)$$
$$Q = \frac{U_1^2 - U_1 U_2 \cos \delta}{X}$$

De la ecuación anterior, se puede observar que la potencia activa se encuentra relacionada directamente con la diferencia angular, mientras que la potencia reactiva se muestra más proclive a las magnitudes de las tensiones. Esta situación, que también se observa en los métodos de flujo de potencia como Newton-Raphson desacoplado, es la base de este control siendo la variable potencia activa controlada por el ángulo de la tensión que imponga la estación convertidora, mientras que la potencia reactiva será controlada por la magnitud de la tensión del HVDC-VSC.

En la Figura 2-18 se observa el circuito principal y diagrama de bloques para este tipo de control. El circuito principal es distinto al detallado en secciones previas, esto se debe principalmente a que el control parte por considerar que la frecuencia fundamental es la representativa sin considerar los armónicos y el sistema que representa dicha situación es la que

se observa en circuito detallado. En este circuito,  $L_n$  y  $L_c$  corresponden a la inductancia equivalente del sistema (se encuentra en p.u., por ello no se observa el transformador) y la del reactor de fase, respectivamente.  $C_f$  corresponde por su parte al condensador de los filtros. Las tensiones del equivalente de la fuente, del filtro y del rectificador son representados por  $E$ ,  $u_f$  y  $v$ , respectivamente. Por parte de la potencias, tanto activa ( $P$ ) como reactiva ( $Q$ ) corresponde a las que son transmitidas al sistema desde el conjunto filtro más convertora. Por último, la corriente del convertor VSC se encuentra identificada por  $i_c$ .

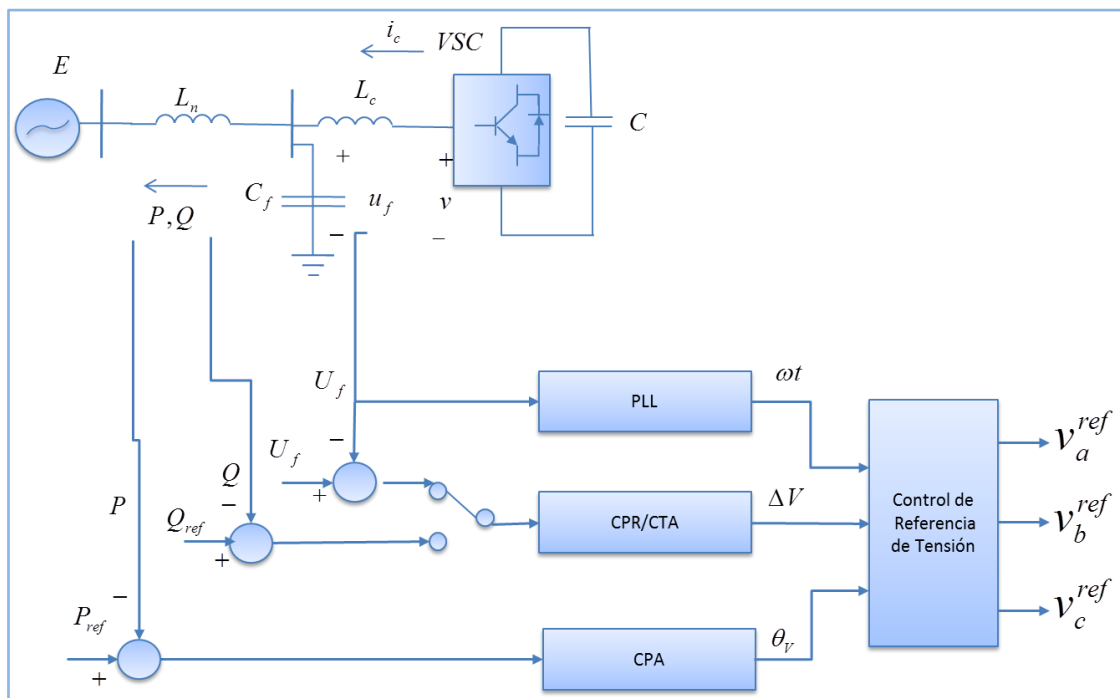


Figura 2-18 "Circuito principal y diagrama de bloques del inversor HVDC-VSC usando control potencia-ángulo"

Para producir las tres tensiones alternas, el convertor VSC necesita tres variables: magnitud, fase y frecuencia. Con esta filosofía de control, las tres variables antes mencionadas son entregadas por los tres diferentes controles ilustrados en la Figura 2-18, en otras palabras, con el Control de Potencia Reactiva (CPR) o el Control de Tensión Alterna (CTA), el Control de Potencia Activa (CPA), y el Bucle de enganche de fase (PLL del inglés "Phase-Locked Loop"). A continuación se enuncian de manera breve la estructura de cada uno de los controladores:

1. Controlador de Potencia Reactiva (CPR): La potencia reactiva hacia o desde el sistema es controlado por la magnitud de la tensión del convertidor VSC. Un control de tipo proporcional- integral (PI) pueden ser propuesto tal como se observa en (2-13). En esta ecuación, el valor de salida  $\Delta V$  entrega la variación de magnitud que debe realizar el inversor VSC en su consigna de referencia para obtener la potencia reactiva requerida.

$$\Delta V = \left( K_p^Q + \frac{K_I^Q}{s} \right) (Q_{ref} - Q) \quad (2-13)$$

2. Control de Tensión Alterna (CTA): Alternativo al CPR, el enlace HVDC-VSC puede controlar la tensión de la barra del filtro en vez de la potencia reactiva. En este caso, la salida de este control es la misma que se utiliza en el CPR. También se puede considerar una estructura del tipo PI teniendo en consideración que la sintonización será diferente. El controlador puede ser estructurado como (2-14).

$$\Delta V = \left( K_p^U + \frac{K_I^U}{s} \right) (U_{ref} - U_f) \quad (2-14)$$

3. Controlador de Potencia Activa (CPA): La potencia activa hacia o desde el sistema es controlado por el ángulo de la tensión del convertidor VSC. Un control de tipo proporcional- integral (PI) pueden ser propuesto tal como se observa en (2-15). En esta ecuación, el valor de salida  $\theta_v$  entrega la variación de fase que debe realizar el inversor VSC en su consigna de referencia para obtener la potencia activa requerida.

$$\theta_v = \left( K_p^P + \frac{K_I^P}{s} \right) (P_{ref} - P) \quad (2-15)$$



4. Bucle de enganche de fase (PLL): La función del PLL es sincronizar el enlace HVDC-VSC con el sistema AC que dependiendo del tipo de control que se requiera se tendrá una configuración distinta [27].
  
5. Control de referencia de tensión: Teniendo como entrada las salidas de los bloques antes indicados, es decir la variación de tensión  $\Delta V$ , la fase  $\theta_v$  y la frecuencia de la señal de referencia  $\omega t$ , las tres tensiones de referencia por fase pueden ser escritas como (2-16), con  $V_o$  la tensión nominal de referencia que puede ser 1 en por unidad.

$$\begin{aligned}
 v_a^{ref} &= (V_o + \Delta V) \text{sen}(\omega t + \theta_v) \\
 v_b^{ref} &= (V_o + \Delta V) \text{sen}(\omega t + \theta_v - 120) \\
 v_c^{ref} &= (V_o + \Delta V) \text{sen}(\omega t + \theta_v - 240)
 \end{aligned}
 \tag{2-16}$$

Dentro de las desventajas de esta filosofía de control se encuentran dos principales, la primera de ellas es que el sistema de control no posee medios generales para amortiguar las diferentes resonancias del sistema alterno, por lo tanto el ancho de banda del controlador está muy limitado por las resonancias del sistema alterno en particular a la frecuencia fundamental. La otra desventaja, el sistema de control no posee la capacidad de limitar la corriente que circula por la válvula, lo cual genera que frente a una perturbación se desconecte o bloquee la estación convertidora.

### 2.7.3 Control Vectorial

El enfoque del control vectorial, también denominado control d-q, está basado en la representación de cantidades alternas trifásicas en un set equivalente de dos cantidades estacionarias, resultando en un vector espacial (llamado flujo virtual) idéntico al original representado en el espacio temporal de los fasores trifásicos. Este tipo de control se ha originado

desde las maquinas eléctricas y las áreas de control de éstas, convirtiéndose en el enfoque más dominante en muchas de las aplicaciones que involucran a aplicaciones con VSC. La propuesta del control vectorial asume que todas las cantidades en el lado alterno (corrientes y tensiones) son balanceadas todo el tiempo, sin embargo se puede considerar que existe secuencia negativa y se puede modificar el control para ambas secuencias [22].

La implementación de este tipo de control asume que las variables trifásicas son completamente balanceadas, tal como se mencionó anteriormente, lo que indica que se controlará la secuencia positiva del sistema. En este sentido, se puede asumir que existen tres vectores  $X_a$ ,  $X_b$  y  $X_c$  de magnitud constante y espaciados a  $120^\circ$  eléctricos tal como se muestra en la Figura 2-19, el vector  $X_{\alpha\beta}$  se encuentra dado por la suma total en el espacio vectorial. La etapa de transformación desde las variables estacionarias a-b-c a las variables estaciones  $\alpha\beta$  se logran a través de la utilización de la transformada de Clark.

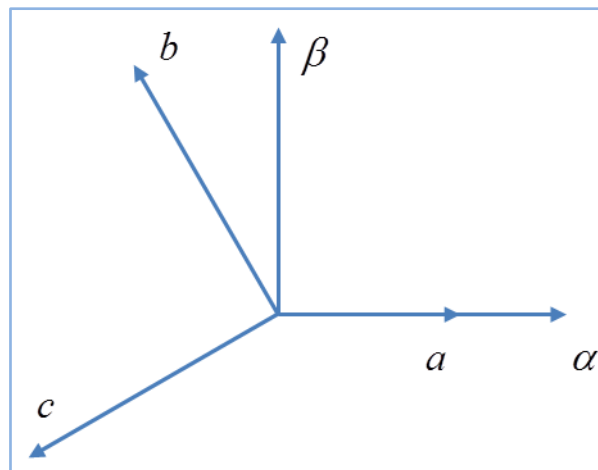


Figura 2-19 "Referencia estacionario: abc y  $\alpha - \beta$  "

La Transformada de Clark que se observa en su forma compacta en la ecuación (2-17) y (2-18) en su forma matricial permite pasar de tres a dos variables, las cuales aún son de carácter sinusoidales. El valor  $k$  corresponde a la constante de la transformada y dependiendo del valor que se obtenga la transformada será invariante en potencia.

$$X_{\alpha\beta} = X_{\alpha} + jX_{\beta} = k \left[ X_a + X_b e^{j\frac{2\pi}{3}} + X_c e^{j\frac{4\pi}{3}} \right] \quad (2-17)$$

$$\begin{bmatrix} X_{\alpha} \\ X_{\beta} \end{bmatrix} = k \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} X_a \\ X_b \\ X_c \end{bmatrix} \quad (2-18)$$

Cualquier vector en el plano  $\alpha\beta$  puede ser expresado en términos de otros dos pares de vectores ortogonales entre sí, los cuales se encuentran en el mismo marco pero rotando. En el nuevo marco de referencia los nuevos ejes son los denominados ejes d-q (ejes directo y cuadratura). En la Figura 2-20 se ilustra la forma de transformación entre los ejes antes mencionados, donde X es un vector cualquiera que se encuentra con una fase  $\theta$  y los respectivos ejes d-q se encuentran girando a  $\omega t$ .

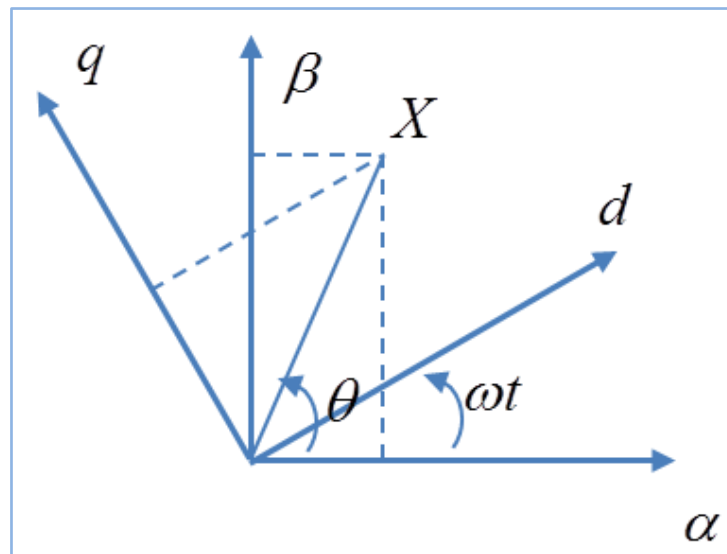


Figura 2-20 "Transformación vectorial entre un sistema estacionario y otro rotacional"

Tal como se indicó anteriormente, el valor  $k$  de la transformada de Clark dependía mucho del tipo de transformación que se desea realizar. En el caso de que la transformación sea

invariante en potencia, es decir la magnitud en ejes d-q serán los mismos que en el sistema a-b-c se debe elegir el valor  $\sqrt{2/3}$ . Por el contrario, si se elige el valor  $2/3$ , se indica que la transformada de Clark es invariante en tensión, en otras palabras, las amplitudes tanto en el eje d-q como en el sistema a-b-c serán las mismas siendo esta alternativa la elegida en la mayoría de la literatura que utiliza esta filosofía de control.

Para lograr determinar cómo se utilizan estas transformaciones en control se debe tener una representación sencilla del sistema HVDC-VSC y el sistema, siendo la Figura 2-21 una representación acorde para explicar esta metodología de control. En esta figura los valores  $L$  y  $r$  corresponden a inductancia total y resistencia total que se encuentra desde el punto de conexión del enlace al sistema y convertidor. En el caso de eliminar todos los elementos en derivación, este valor incluiría el transformador. El punto  $x$  corresponde al punto de conexión de enlace y  $c$  el punto donde se encuentran los IGBT. Los vectores de tensión  $V_{x,abc}$  y  $V_{c,abc}$  corresponde a los valores fasoriales en cada uno de los puntos antes mencionados. Cabe mencionar que el punto  $c$  corresponde a un punto de medida ficticia de la fundamental debido a la presencia de armónicos de alta frecuencia en ese punto.

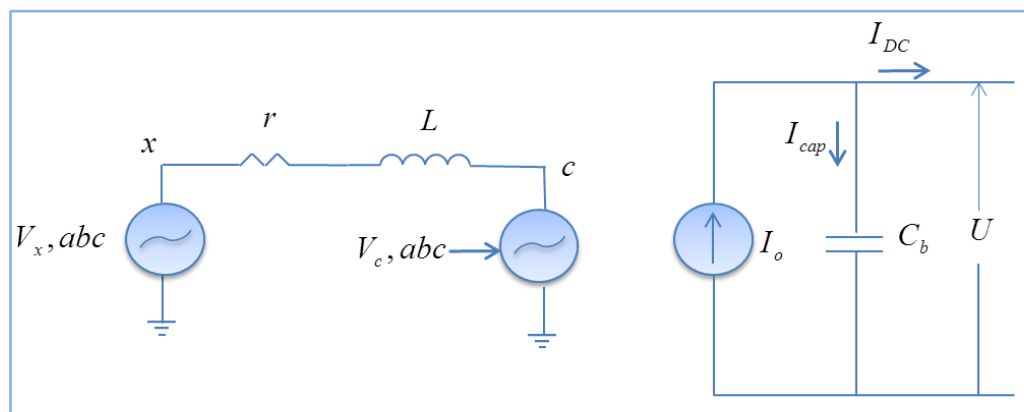


Figura 2-21 "Representación unilineal de un estación VSC"

Para el sistema antes descrito, es posible plantear las ecuaciones de tensiones de Kirchhoff en ambos puntos y para las tres fases. En la ecuación (2-19) se representa de manera compacta el comportamiento eléctrico de la Figura 2-21.

$$V_{x,abc} - V_{c,abc} = r i_{abc} + L \frac{di_{abc}}{dt} \quad (2-19)$$

Aplicando la transformada de Clark a la ecuación (2-19), es posible obtener la misma ley de Kirchhoff pero en los ejes  $\alpha\beta$  como se indica en (2-20).

$$V_{x,\alpha\beta} - V_{c,\alpha\beta} = r i_{\alpha\beta} + L \frac{di_{\alpha\beta}}{dt} \quad (2-20)$$

Tal como se mencionó con anterioridad, la transformación en eje  $\alpha\beta$  no es adecuada para realizar el control por ende se necesita llevar a los ejes d-q. Aplicando la transformada de Park a las variables  $\alpha\beta$  en dadas por la ecuación (2-21).

$$\begin{aligned} V_{x,\alpha\beta} &= V_{x,dq} e^{j\omega t} \\ V_{c,\alpha\beta} &= V_{c,dq} e^{j\omega t} \\ i_{\alpha\beta} &= i_{dq} e^{j\omega t} \end{aligned} \quad (2-21)$$

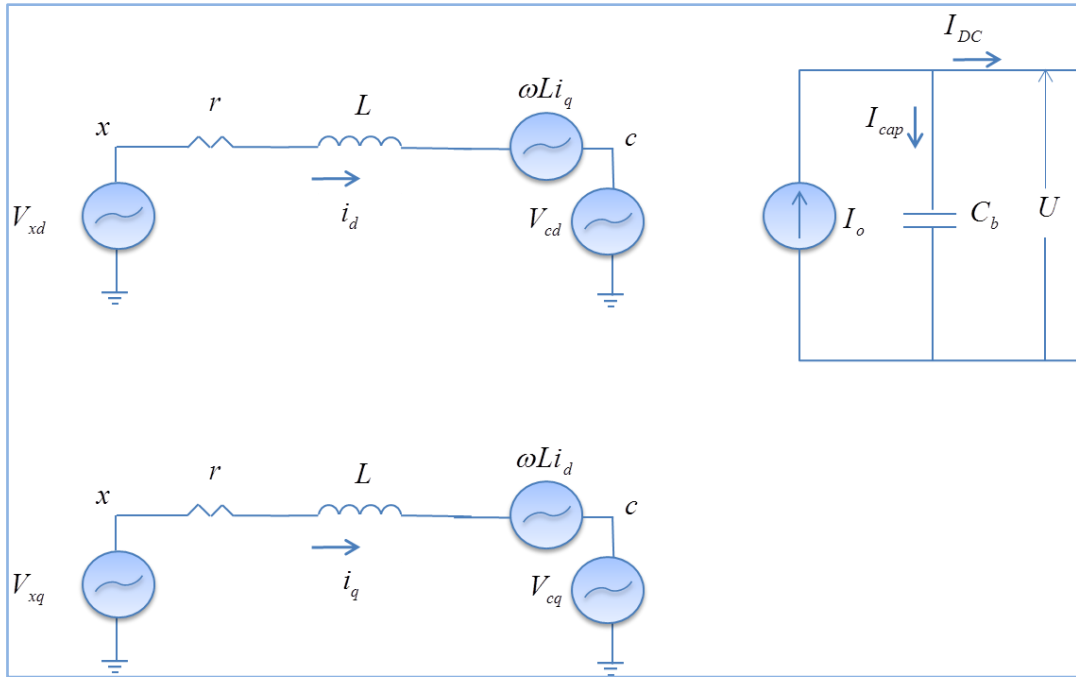


Figura 2-22 "Circuito dinámico del VSC en ejes d-q"

En la ecuación (2-21), el parámetro  $\omega$  corresponde a la velocidad angular de operación del sistema. Reorganizando las ecuaciones y sustituyendo (2-21) en (2-20) es posible obtener una ecuación en eje d-q multiplicado por el operador  $e^{j\omega t}$  tal como se observa en (2-22). Por último, eliminando el factor  $e^{j\omega t}$  se puede obtener las ecuaciones dinámicas en eje d-q tal como se detalla en (2-23).

$$\begin{aligned}
 V_{x,dq}e^{j\omega t} - V_{c,dq}e^{j\omega t} &= ri_{dq}e^{j\omega t} + L \frac{d(i_{dq}e^{j\omega t})}{dt} \\
 &= ri_{dq}e^{j\omega t} + j\omega Li_{dq}e^{j\omega t} + L \frac{di_{dq}}{dt} e^{j\omega t}
 \end{aligned}
 \tag{2-22}$$

$$V_{x,dq} - V_{c,dq} = r i_{dq} + j\omega L i_{dq} + L \frac{di_{dq}}{dt} \quad (2-23)$$

La expansión natural de la ecuación (2-23) corresponde a ordenar en un lado de la igualdad la derivadas y en el otro los elementos en magnitud, de esta manera es posible separar entre cada uno de los ejes su respectiva ecuación diferencial. En esta línea, la ecuación (2-24) ordena de manera matricial el comportamiento dinámico del enlace. La Figura 2-22 representa la ecuación anterior de manera ilustrativa para los ejes d-q.

$$L \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_{xd} \\ V_{xq} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} V_{cd} \\ V_{cq} \end{bmatrix} - r \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} - \omega L \begin{bmatrix} 0 & -1 \\ 1 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} \quad (2-24)$$

En este punto, lo que se realiza es el cálculo de la potencia aparente que se transfiere en el punto x de conexión. Este cálculo debe involucrar solo valores en los ejes d-q, siendo la ecuación (2-25) donde se logra determinar la componente en eje directo que es relacionada con la potencia activa, mientras que en el eje q se representa a la potencia reactiva.

$$\begin{aligned} S &= \frac{3}{2} V_{x,dq} i_{dq}^* = \frac{3}{2} (V_{xd} + jV_{xq})(i_d - j i_q) \\ &= \frac{3}{2} \{ (V_{xd} i_d + V_{xq} i_q) + j(V_{xq} i_d - V_{xd} i_q) \} \end{aligned} \quad (2-25)$$

En estado estacionario, la potencia activa intercambiada en el punto c “ $P_c$ ” será igual a la que se transfiere desde la estación convertora  $P_c$  si se asume que las pérdidas de conmutación y otras son despreciables. En este caso, matemáticamente la representación de este supuesto y llevándola a variables de control y estado se puede representar esta igualdad como la ecuación (2-26):

$$P_c = P_c \quad (2-26)$$

$$\frac{3}{2}(V_{xd}i_d + V_{xq}i_q) = UI_{DC}$$

Desde la ecuación anterior, se puede obtener la corriente en el enlace en estado estacionario como se indica en (2-27). El convertidor en este sentido será visto en el lado de continua como una fuente de corriente continua de magnitud  $I_{DC}$ .

$$I_{DC} = \frac{3}{2U}(V_{xd}i_d + V_{xq}i_q) \quad (2-27)$$

La utilización de este tipo de control y estando el enlace HVDC-VSC en una red activa, permite que el diseño del control y su implementación sea a través de controles lineales desacoplando las corrientes de potencia activa y reactiva. Para obtener esta aseveración, los ejes d-q son seleccionados de tal manera que el eje d se encuentre alineado con la fase de tensión  $V_x$ . De esta manera, la tensión  $V_x$  no tendrá componente en el eje en cuadratura lo que permitirá que las ecuaciones tanto de potencia activa como reactiva se simplifiquen. Lo anterior queda refrendado en la ecuaciones (2-28) y (2-29) respectivamente. Por último, al desacoplar los términos de corriente, se logra que a través del control de la corriente directa ( $i_d$ ) puede ser controlada la potencia activa y por el contrario la corriente cuadratura ( $i_q$ ) regule la potencia reactiva.

$$V_{xd} = 0 \quad (2-28)$$

$$V_{xq} = V_x$$

$$P_c = \frac{3}{2}V_{xd}i_d \quad (2-29)$$

$$Q_{dq} = -\frac{3}{2}V_{xd}i_q$$



El control interno de corriente es desarrollado en base las ecuaciones (2-24) y (2-29) que son implementadas en la Figura 2-23. En esta figura, se observa un modelo simplificado del enlace con los distintos bloques que participan en el control.

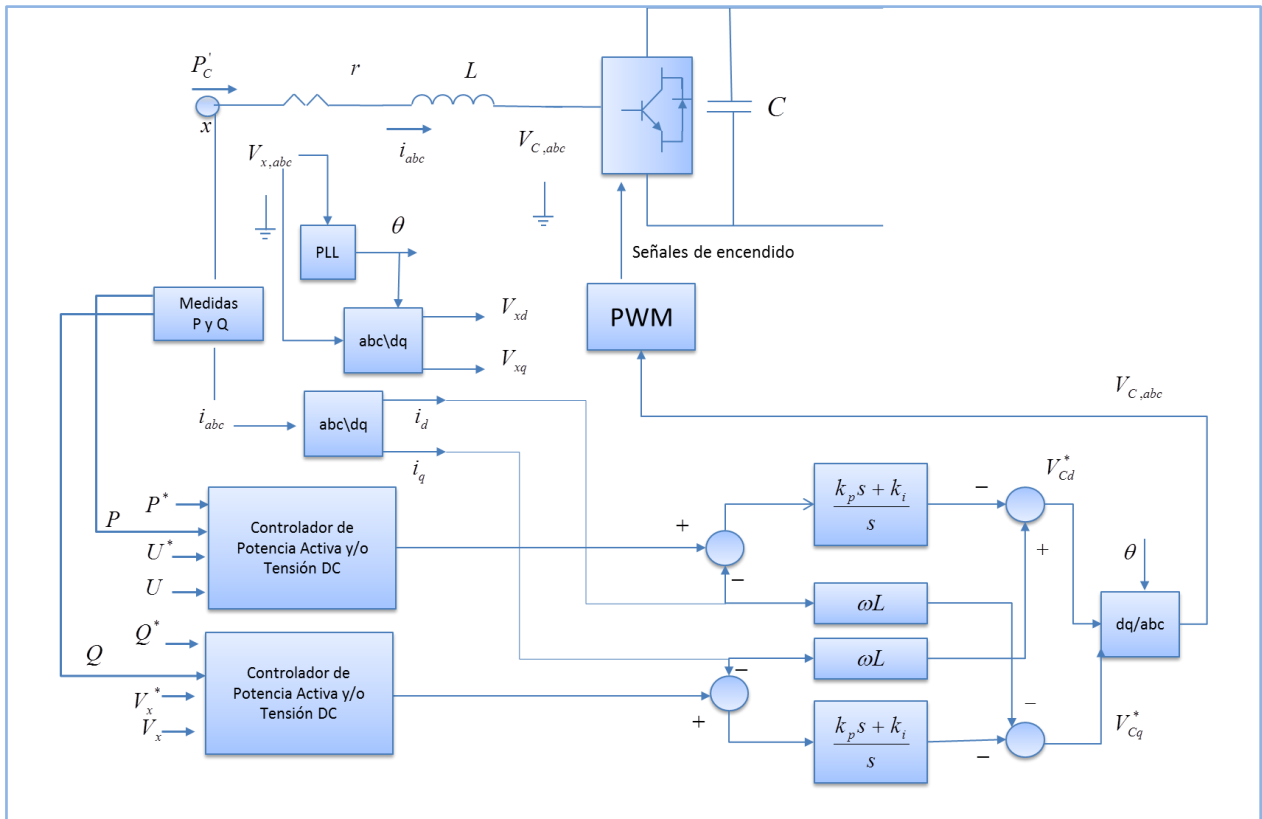


Figura 2-23 "Diagrama enlace HVDC-VSC con los controles internos y externos"

Además de la capacidad de limitación frente a fallas de corriente, el control vectorial también posee efectos en el amortiguamiento de las resonancias del sistema alterno. Por lo cual el control vectorial se hace cargo de los dos problemas fundamentales de control potencia ángulo. En la práctica, este tipo de control ha sido aplicado satisfactoriamente en un número importante de enlaces HVDC-VSC comercializados últimamente. Sin embargo, la mayor desventaja que presenta esta filosofía es el pobre desempeño que muestra los enlaces HVDC-VSC cuando se conectan a redes débiles, lo cual ha traído como consecuencia un obstáculo para este tipo de transmisión para que sea aplicada en condiciones del sistema alterno mucho más desafiantes.

## 2.7.4 Control Sincronización de Potencia

Los controles mencionados hasta el momento, todos ellos consideran un PLL para lograr sincronizar el enlace HVDC-VSC con el sistema en alterna que se va a conectar. Esta situación ha sido por mucho tiempo asumida como una condición preliminar para cualquier conexión entre sistemas basados en VSC y sistemas alternos, sin embargo existe un hecho irrefutable en los SEP que consiste en un mecanismo interno de sincronización de sistemas alternos que los sistemas VSC, en particular HVDC-VSC, pueden utilizar para sincronizarse. El principal objetivo de esta filosofía de control es superar los problemas del control vectorial para la conexión de sistemas HVDC-VSC con sistemas débiles.

El mecanismo de sincronización de potencia entre máquinas sincronizadas (MSs) es ilustrado como un simple sistema configurado por dos MSs tal como se muestra en Figura 2-24. La  $MS_1$  se encuentra operando como generador y por el contrario la  $MS_2$  se encuentra operando como motor, esto es para mantener la relación de potencia generada es igual a la consumida. La reactancia que une a estas MSs corresponden a todas las reactancias entre tensiones internas y las interconexión entre ellas, además todas las resistencias y efectos de amortiguamientos que son posible que posean los MSs han sido omitidos.

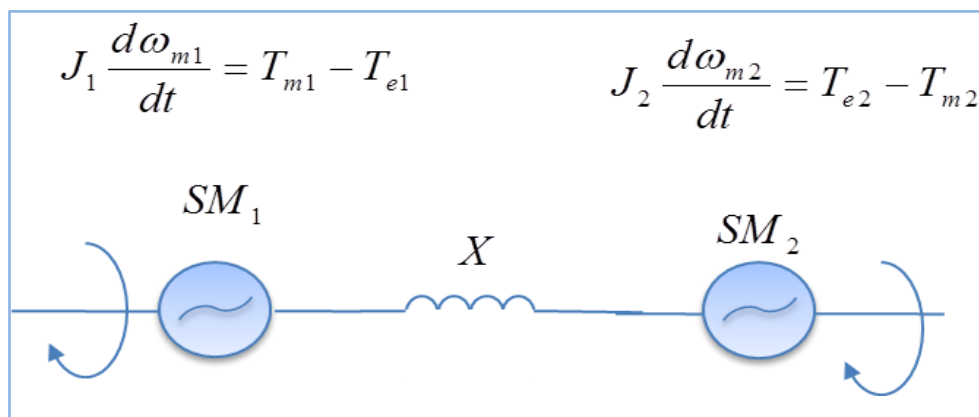


Figura 2-24 "Mecanismo de sincronización entre máquinas síncronas en sistemas alternos"

Inicialmente, se asume que el sistema se encuentra en estado estacionario por lo cual se puede representar la operación a través de fasores. Esta situación se ilustra en la Figura 2-25 (a). Los fasores  $E_1$  y  $E_2$  representan las tensiones internas de las f.e.m. de las dos MSs respectivamente. Las f.e.m se consideran constantes en todo momento (inclusive en los transientes) solo como una medida de análisis de este tipo de control. La potencia eléctrica transmitida entre  $MS_1$  y  $MS_2$ , al igual que en la sección anterior, se describe en la ecuación (2-30). El torque mecánico  $T_{m1}$  de  $MS_1$  es ahora incrementado en cierto monto por una corta duración y luego traído devuelta a su condición inicial.

Como consecuencia del incremento temporal de  $T_{m1}$ , el ángulo mecánico del rotor de  $MS_1$  avanza, como predice la ecuación de movimiento (2-31). En la ecuación anterior,  $J_1$  es la inercia total del sistema de  $MS_1$ ,  $\omega_1$  es la velocidad del rotor, y  $T_{e1}$  es el torque electromagnético de  $MS_1$ . Dado que las f.e.m. de una máquina sincrónica está estrechamente conectada con la posición del rotor, el avance del ángulo del rotor de  $MS_1$  inevitablemente tiene un efecto de avance de la fase de la f.e.m. de  $MS_1$ , como se indica en el fasor  $E_1'$  en la Figura 2-25 (b).

$$P = \frac{E_1 E_2 \sin \theta}{X} \quad (2-30)$$

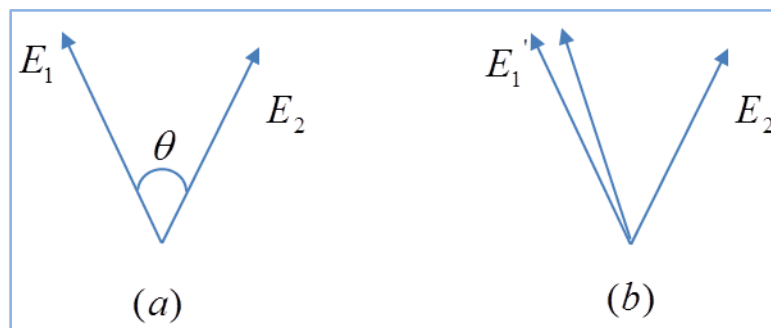


Figura 2-25 "Diagrama fasorial describiendo sincronización de potencia"

$$J_1 \frac{d\omega_{m1}}{dt} = T_{m1} - T_{e1} \quad (2-31)$$

Como se ha indicado, un aumento en el torque de  $MS_1$  generara una diferencia entre las f.e.m. de acuerdo a (2-31), y el incremento asociado será trasladado en un aumento de la potencia transmitida desde  $MS_1$  hacia  $MS_2$ . Esta crecida en la potencia es equivalente a un incremento en el torque electromagnético  $T_{m2}$  de  $MS_2$ . Asumiendo que  $MS_2$  tiene un torque de carga constante el rotor comenzará a acelerarse de acuerdo a lo que dicta la ecuación de movimiento (2-32), donde  $J_2$  es la inercia total del sistema de  $MS_2$ ,  $\omega_2$  es la velocidad del rotor, y  $T_{e2}$  es el torque electromagnético de  $MS_2$ .

$$J_2 \frac{d\omega_{m2}}{dt} = T_{m2} - T_{e2} \quad (2-32)$$

El mecanismo de sincronización descrito de manera precedente es conocido ampliamente en el ámbito de los sistemas eléctricos de potencia, dado que este proceso es alcanzado por medio de un transiente de transferencia de potencia y siendo el mismo fenómeno que se observa en sistemas interconectados de mayor envergadura. Este último hecho, concibe que múltiples MSs puedan mantenerse operando en sincronismo en una amplia gama de condiciones, mientras que los sistemas HVDC-VSC basados en control vectorial son propensos a fallar por lo que se ha propuesto la filosofía de control de sincronización de potencia. A continuación se presentan cada uno de los componentes que participan en esta filosofía de control.

1. Lazo de sincronización de potencia (LSP): La ley de control del lazo de sincronización esta encuentra expresada en ecuación (2-33), donde  $\theta_v$  entrega la entrada de sincronización a la conversora VSC, en otras palabras entrega la frecuencia de sincronización  $\omega t = \omega_{ref} t + \theta_v$ . El lazo de sincronización de potencia pretende emular lo que es la ecuación de movimiento de un generador sincrónico, sin embargo no es una copia dado que la velocidad mecánica  $\omega_m$  corresponde a la derivada de la posición angular, representando una doble integración para el ángulo cuando proviene de la ecuación del torque. Esta doble integración, redundante en un pobre margen de fase inclusive

con un alto amortiguamiento por lo cual la ley de sincronización propuesta en (2-33) tiene una mejor respuesta.

$$\theta_v = \frac{k_p}{s} (P_{ref} - P) \quad (2-33)$$

2. Control de Tensión Alterna (CTA): Para el caso del controlador de Tensión Alterna su estructura de bloque está expuesta en (2-34), donde  $\Delta V$  entrega el cambio de magnitud que debe variar la referencia de la tensión de la estación convertora VSC. Este controlador también puede ser visto como un emulador del controlador de tensión de una máquina síncrona, sin embargo la integración la hace un poco diferente y ese proceso provee una respuesta de atenuación a las altas frecuencias. En caso de existencia de otros dispositivos que controlen tensión cercana a la barra de conexión, una compensación de carga se debe aplicar para no tener un problema de control asociado a la tensión (seguimiento de tensión).

$$\Delta V = \frac{k_u}{s} (U_{ref} - U_f) \quad (2-34)$$

3. Control de Potencia Reactiva (CPR): En el caso de que la estación convertora se encuentre operando frente a un sistema alterno débil, el enlace HVDC-VSC debiese operar preferentemente en modo CTA para darle soporte de tensión al sistema alterno. En el caso de que el control de potencia reactiva sea requerido, la salida de este controlador debiese ser sumada a la referencia de tensión siendo el resultado de este bloque limitada a la máxima tensión permitida de la estación. El controlador PI propuesto en (2-13) puede ser utilizado para un RPC pero con la salida  $\Delta U_{ref}$ .

4. Ley de control vector tensión: El control de tensión que se propone en la [27] corresponde a la expresión (2-35). En la ecuación anterior, los valores  $V_o$  puede ser considerado como la tensión nominal del enlace, el  $\Delta V$  corresponde a la salida del CTA, por último el  $H_{HP}(s)$  corresponde a filtro pasa-altos con el propósito de amortiguamiento.

$$v_{ref}^c = (V_o + \Delta V) - H_{HP}(s)i_c^c \quad (2-35)$$

El filtro pasa altos enunciado en (2-35), tiene como expresión la que se muestra en (2-36) en donde el parámetro  $\alpha_v$  debiese ser elegido suficientemente bajo para cubrir todas las posibles resonancias en el sistema alterno. Típicamente,  $\alpha_v$  debiese ser elegido entre 30 y 50 rad/s para también cubrirse de las resonancias subsincrónicas del sistema alterno. Por otro lado, la ganancia del filtro  $k_v$  determina los efectos en los niveles de amortiguamiento, los valores tomados fluctúan entre los 0.2 y 0.6 en pu.

$$H_{HP}(s) = \frac{k_v s}{s + \alpha_v} \quad (2-36)$$

En el caso de que la corriente del convertidor vaya más allá de corriente limite  $I_{max}$ , un control interno de corriente sería indicado de utilizar sin embargo esta estructura de control no la utiliza. Para sobre llevar esta situación, se propone en vez de utilizar un corriente de referencia constate se propone una expresión tal como se indica en (2-37). La corriente de referencia en (2-37), es designada de tal manera que la ley de control vectorial de corriente se transforme en ésta ley en condiciones normales. Durante fallas en el sistema alterno, la limitación de la corriente es automáticamente alcanzada dado por la limitación del módulo de  $i_{ref}$  al máximo de la corriente del convertidor VSC.

$$i_{ref} = \frac{1}{\alpha_c L_c} [(V_o + \Delta V) - H_{HP}(s)i_c^c - H_{LP}(s)u_f^c - j\omega_1 L_c i_c^c] + i_c^c \quad (2-37)$$

Para lograr entender de mejor manera lo expuesto anteriormente se presenta un breve análisis de las ecuaciones dinámicas del convertidor y otras consideraciones para llegar a las mismas conclusiones expuestas previamente. Primero que todo, la ecuación (2-38) representa la dinámica del convertidor en ejes d-q, por lo tanto estas ecuaciones son vectoriales.

$$L_c \frac{di_c^c}{dt} = v^c - u_f^c - j\omega_1 L_c i_c^c \quad (2-38)$$

La ecuación dinámica antes descrita y combinándola con la ecuación (2-37) e identificando el término  $(V_o + \Delta V) - H_{HP}(s)i_c^c$  que corresponde a  $v_{ref}$ . En este mismo sentido, se asume que  $v_{ref} = v^c$  y que el  $H_{LP}(s) = \frac{\alpha_f}{s + \alpha_f}$ , se obtiene la ecuación (2-39). Por último, si se anulan todas las derivadas (o los operadores de Laplace) se obtiene la igualdad deseada en (2-40).

$$L_c \frac{di_c^c}{dt} = \alpha_c L_c (i_{ref} - i_c^c) - \frac{s}{s + \alpha_f} u_f^c \quad (2-39)$$

$$i_{ref} = i_c^c \quad (2-40)$$

En la Figura 2-26 se ilustra el esquema de la filosofía de control de sincronización de potencia, en donde el “Control de Corriente Referencial” corresponde a la ley de control descrita en (2-37) mientras que “Control de Corriente” proviene desde (2-41).

$$v_{ref} = \alpha_c L_c (i_{ref} - i_c^c) + j\omega_1 L_c i_c^c + H_{LP}(s) u_f^c \quad (2-41)$$

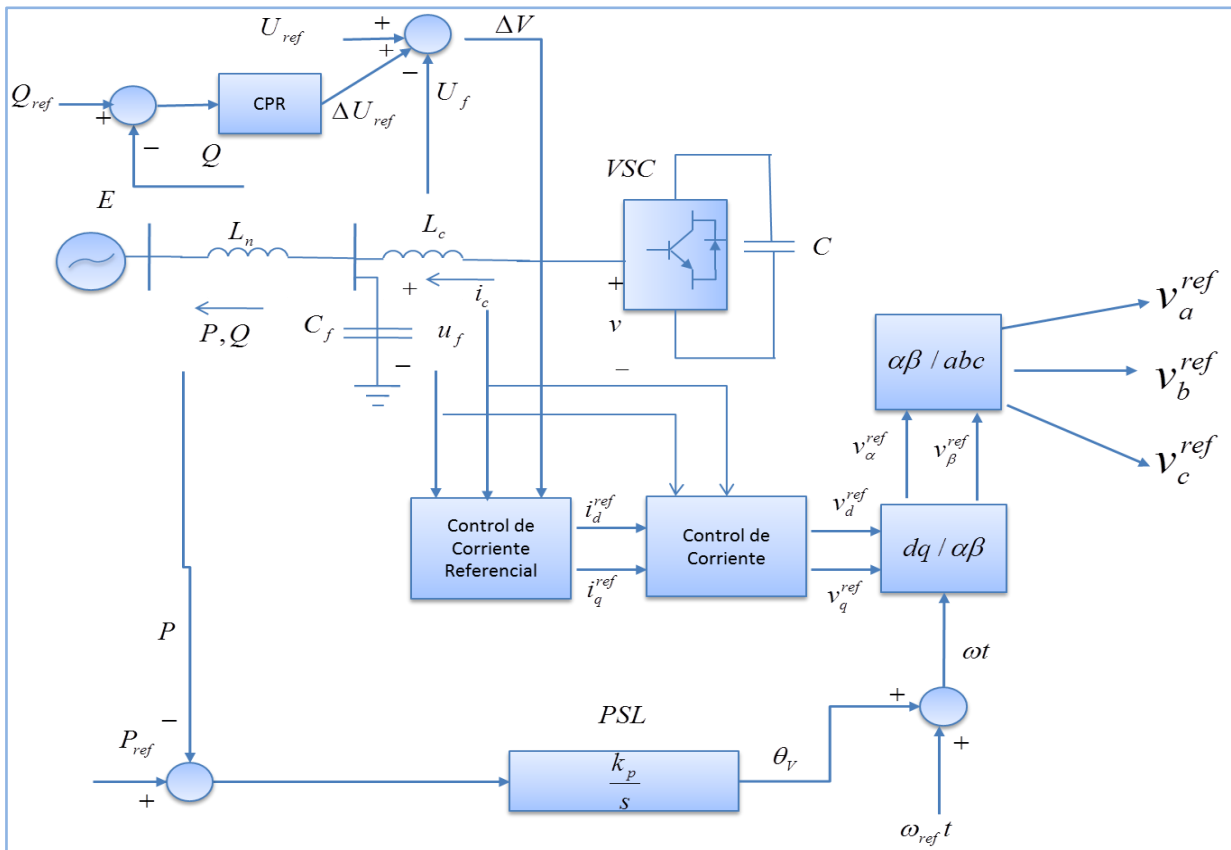


Figura 2-26 "Circuito principal y diagrama de bloques del sistema HVDC-VSC utilizando control de sincronización de potencia"

## 2.8. Modelos de HVDC-VSC para distintos tipos de estudios

Como se presentó en las secciones anteriores, existen diferentes tipos de modelos y formas de representación de los enlaces, como así del tipo de configuraciones. En este apartado veremos los distintos tipos de modelos que se utilizan para los distintos tipos de estudios que se pueden encontrar para observar la interacción entre los sistemas AC y DC.

Dependiendo del fenómeno y/o estudios que se desea estudiar será el detalle que se requiera representar los elementos del sistema eléctrico. En este sentido, los enlaces HVDC-VSC para cada tipo de estudio, en [26][28] se indica cuáles son los modelos más adecuados para cada una de los estudios.

- **Modelos para estudios de transitorios electromagnéticos (EMT):** El detalle natural a través de la aproximación de este tipo de estudios, combinado con las características



inherentes de los convertidores hacen que los tipos de programas EMT sean una interesante opción para el desarrollo de los modelos para estos tipos de simulaciones. Usando los modelos más detallados, se tiene un modelamiento más preciso para la representación de la dinámica de los prendidos/apagados y de los transientes electromagnéticos. Sin embargo, este modelo en detalle trae consigo un alto costo computacional. El principal mérito de esta representación de los sistemas HVDC-VSC es que permite una sintonización más fina de los controladores e investigar, entre otros, una representación más detallada de nuevas topologías, como también interacciones de alta frecuencia, posibles resonancia con sistemas AC locales, análisis de fallas en el lado DC y estrategias de protección del sistema DC/AC.

- **Modelos para estudios electromecánicos (RMS):** Programas de estabilidad electromecánica permiten la simulación de sistemas de potencia muchos más grandes (número de componentes de red, equipamiento, etc.) a través de una representación del sistema AC de potencia como fasores. Cuando se modelan los sistemas HVDC-VSC considerando lo anterior, la descripción del sistema AC en términos de fasores de frecuencia fundamental se justifica una aproximación del VSC en las mismas condiciones que los generadores son modelados. En otras palabras, la representación del enlace HVDC-VSC a través de los modelos promediados visto en 2.6 justifica la representación de los convertidores como una fuente AC de tensión la cual su amplitud y ángulo de fase (o alternativamente sus componentes d y q) son controladas independientemente. Aunque los modelos utilizados en los estudios electromagnéticos muestran un detalle mayor, los modelos promediados son bien apropiados para estudiar la respuesta del sistema de control de los enlaces HVDC-VSC inmerso en un gran sistema.
- **Modelos para estudios de flujos de potencia o estáticos:** Al contrario de los otros tipos de modelos, los modelos de flujos de potencia para los enlaces representan el estado de régimen permanente de operación del sistema pre o post contingencia. Las ecuaciones son derivadas del estudio clásico de flujo de potencia. En cualquiera de los dos casos la formulación dependerá de su complejidad de resolución y detalle que se desee incorporar. Con respecto a los enlaces HVDC-VSC, los modelos de flujos de potencia para estos sistemas permiten estudiar los efectos de las salidas de los convertidores como por

ejemplo el resultado del control de tensión entre el sistema AC y DC. Por lo tanto, los enlaces pueden ser representados como inyecciones y/o retiros de Potencia Activa y Reactiva controlados, es decir como fuentes ideales de inyecciones y retiros.

En resumen, para cada tipo de estudio existirá un modelo acorde que represente de manera pertinente el comportamiento del sistema HVDC-VSC en el sistema AC, manteniendo los principios de controlabilidad del enlace. En la Tabla 2-1 se resumen los tipos de estudios que se pueden encontrar inmerso los enlaces HVDC-VSC y sus respectivos tipos de modelos que deben ser incluidos para que los análisis sean acordes. Adicionalmente, se ha incorporado la referencia para obtener un detalle más acabado de cada modelo y sus respectivos complementos y/o simplificaciones asociadas a cada uno de los estudios.

**Tabla 2-1 "Resumen de los tipos de estudios con enlaces HVDC-VSC y los modelos utilizados"**

Estudios	Tipo de Modelo	Referencias
Estudios Electromagnéticos	Modelo detallado de la electrónica de Potencia (IGBT y sus curvas).	[22]
Estudios Electromecánicos	Modelos promedios, fuentes de tensión y corrientes controladas.	[22][23]
Estudios Flujos de Potencia	Modelo de inyección de potencia controlados.	[28]

## 2.9. Resumen

El presente capítulo ha resumido las dos grandes tecnologías que imperan en la actualidad para transmitir potencia en corriente continua. En este sentido, se ha realizado una breve descripción de los distintos tipos de configuraciones y formas de operación. En particular, se ha visto la tecnología HVDC-VSC la cual ha **tomado gran relevancia** dada su capacidad de controlar no solo la potencia activa sino también la potencia reactiva en el punto de conexión. Dentro de esta línea de investigación, los avances tecnológicos han impulsado la tecnología para utilizar los convertidores multiniveles como siguiente paso en los proyectos de transmisión en corriente continua. Sin embargo, todos estos adelantos provocan exigencias a niveles computacionales para lograr no solo identificar los problemas de operación del enlace sino también la sintonización de los controladores de este mismo. Es aquí que se propone la utilización de modelos promediados de las estaciones convertoras para reducir los tiempos de simulación.

También se ha indicado los distintos tipos de filosofía de control para lograr el objetivo de que el enlace aporte a la estabilidad del sistema, teniendo en consideración sus ventajas y desventajas de utilizar una filosofía en particular.

Por último, se ha indicado cuales deben ser los modelos de representación de los enlaces HVDC-VSC en el caso de incorporarlos en estudios particulares para analizar la interacción entre el sistema AC y el DC, teniendo en consideración lo que se pretende capturar en el fenómeno a estudiar.

# Capítulo 3 : Estabilidad en Sistemas Eléctricos

---

## 3.1.Introducción

Un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) es una función de orden multivariable en el cual la respuesta dinámica está influenciada por una amplia gama de dispositivos con diferentes características y tiempos de respuesta. La estabilidad es una condición de equilibrio entre fuerzas opuestas activas en el sistema. Dependiendo de la topología de la red, las condiciones operativas y la forma y magnitud de los disturbios, estas fuerzas de oposición pueden experimentar el desequilibrio sostenido que conduce a diversas formas de inestabilidad [7].

La clasificación de la estabilidad de los SEP se encuentra enfocada principalmente en una sola variable de interés (ej. Tensión, frecuencia, ángulo de rotor) siendo una práctica habitual. Esta aproximación es también conocida en la literatura como estabilidad parcial [29]. En la Figura 3-1 se entrega una visión completa del problema de estabilidad de SEP, basado en la dinámica del fenómeno, identificando sus categorías y subcategorías. La clasificación ilustrada en la figura se encuentra basada en las siguientes consideraciones [29]:

- La naturaleza física del modo de inestabilidad representada en la variable principal del sistema que se puede observar dicha inestabilidad.
- El tamaño de la perturbación considerada influencia el método de cálculo en la resolución de las ecuaciones diferenciales-algebraicas y la predicción de la estabilidad que se pueda presentar.
- Los componentes eléctricos, procesos eléctricos y mecánicos, y la ventana temporal deben ser tomados en consideraciones para lograr evaluar la estabilidad del sistema.

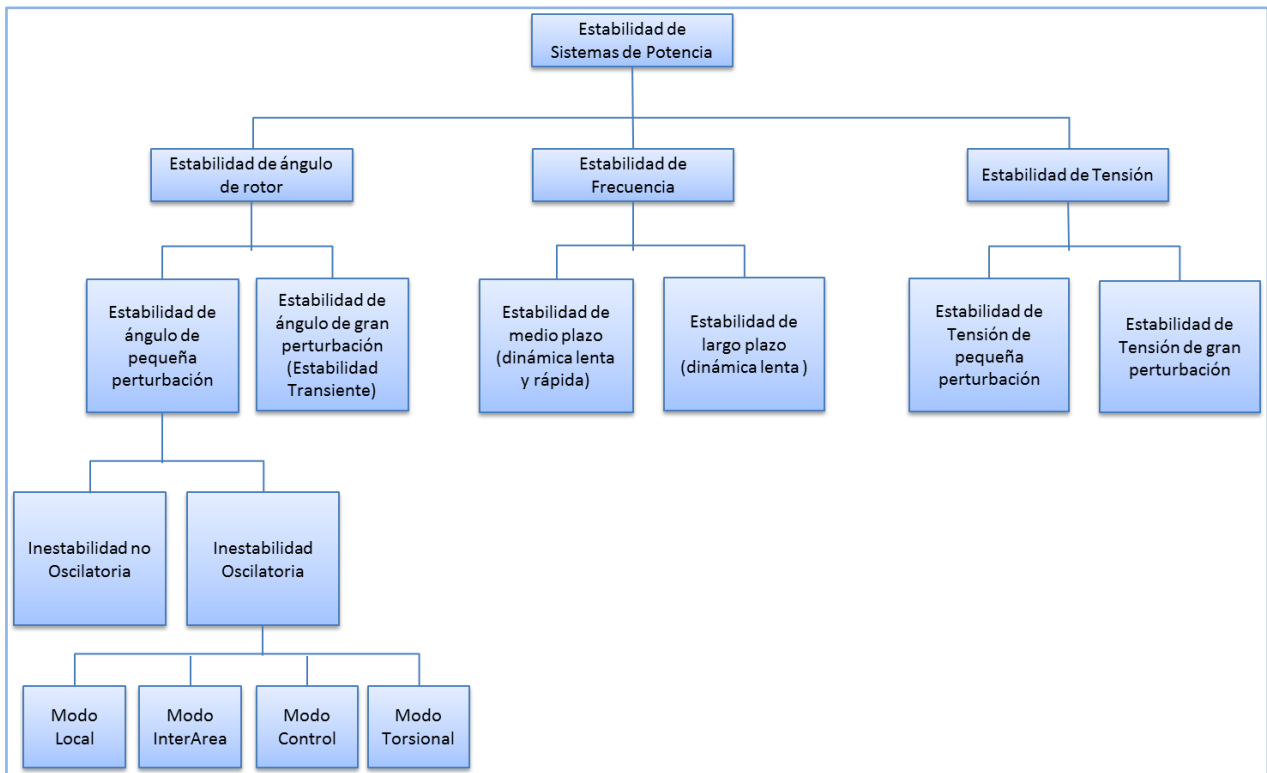


Figura 3-1 "Clasificación de la Estabilidad de Sistemas basado en la dinámica del fenómeno"[29]

### 3.2. Estructura Temporal de Sistemas Eléctricos

En ingeniería, un sistema se entiende como un conjunto de elementos físicos interactuando y teniendo como elemento en común el perseguir el mismo objetivo que consiste en permanecer operando en forma estable. Un importante rol en el análisis de los sistemas es el que juega su modelo matemático. Este es creado usando un sistema estructurado y basado fundamentalmente en leyes físicas que gobiernan los elementos del sistema. En los casos de sistemas complejos, modelos matemáticos usualmente utilizados no tienen un carácter universal sino reflejan algún fenómeno único el cual es de interés. Debido a complejidades matemáticas, en la práctica los modelos matemáticos que son utilizados tienen el compromiso entre la exactitud y el grado de complejidad de éstos [6].

Cuando se formula un modelo, los términos más importantes corresponden al estado del sistema y sus variables de estado. El estado del sistema describe las condiciones de operación del

sistema. En esta misma línea, las variables de estado son el mínimo conjunto de variables  $x_1, x_2, \dots, x_n$  que definen únicamente el estado del sistema [6].

El comportamiento de un sistema dinámico, tal como un SEP, puede ser descrito por un conjunto de “n” ecuaciones diferenciales de primer orden no lineales tal como se indica en la ecuación (3-1) para un estado i-esimo. En donde “n” es el orden del sistema y “r” el número de entradas. En general el sistema de ecuaciones que representa el comportamiento del sistema se entrega de manera vectorial [7].

$$\frac{dx_i}{dt} = f_i(x_1, x_2, \dots, x_n; u_1, u_2, \dots, u_r; t) \quad (3-1)$$

Los SEP son en general sistemas autónomos, es decir las derivadas con respecto al tiempo de las variables de estado no son funciones explícitas del tiempo. En este sentido y de manera genérica, un SEP se puede describir como un conjunto de funciones no lineales que representan el comportamiento del sistema con sus ecuaciones diferenciales, un conjunto de ecuaciones algebraicas que representan el ligazón entre cada una de las variables de estado, ecuaciones de flujo de potencia, y por último las funciones de salidas del sistema y como éstas se relacionan con la entrada [30].

$$\begin{aligned} \frac{dx}{dt} &= f(x(t), y(t), u(t)) \\ 0 &= g(x(t), y(t), u(t)) \\ z(t) &= h(x(t), y(t), u(t)) \end{aligned} \quad (3-2)$$

En la ecuación (3-2) se generaliza lo indicado en la en el párrafo anterior, donde  $x(t)$  corresponde al vector de variables de estados,  $y(t)$  corresponden a las variables de algebraicas, y por último  $u(t)$  son las entradas respectivas al sistema.

Tal como se indicó en el apartado anterior, los SEP son intrínsecamente sistemas con componentes no lineales, muy complejos de modelar y su comportamiento a nivel global no es posible determinar a priori. También como se ha indicado anteriormente, el concepto de estabilidad es amplio y todos los autores que han trabajado en este tema han desarrollado metodologías para poder analizar y controlar los sistemas a partir de ciertas simplificaciones que son valederas en ciertas situaciones. En este sentido, si la perturbación es pequeña, las ecuaciones antes indicadas en (3-2) pueden ser linealizadas en torno a punto de equilibrio y analizar las raíces del polinomio característicos del determinante del sistema de ecuaciones, lo que se conoce como el Primer método de Lyapunov [31]. Por el contrario, si la perturbación es mayor, la linealización no es válida y el problema se puede solucionar a través de simulaciones resolviendo las ecuaciones diferenciales o utilizando el segundo método de Lyapunov que consiste en definir funciones representativas del sistema (funciones de Lyapunov) [31].

### **3.3.Fenómenos en Estabilidad en Sistemas Eléctricos**

Tal como se ilustra en la Figura 3-1, en los sistemas eléctricos se pueden presentar los tres tipos de fenómenos dinámicos más típicos de los SEP tales como: la estabilidad Angular, la estabilidad de Frecuencia y la estabilidad de Tensión. El primero consiste principalmente en mantener el sincronismo del sistema entre cada una de los elementos del sistema, en particular las máquinas rotatorias. El segundo corresponde a mantener el equilibrio entre oferta de generación de potencia activa [MW] y demanda de potencia activa [MW] para mantener la frecuencia del sistema constante. Por último, el fenómeno de tensión estudia la cantidad de potencia reactiva [MVar] que se necesita para mantener la variable controlada (tensión) dentro de rangos aceptables. A continuación se presentan los distintos fenómenos y sus características.

#### **3.3.1 Estabilidad Angular**

La estabilidad angular del rotor se refiere a la habilidad de las maquinas sincrónicas en un sistema de potencia de permanecer en sincronismo después de haber sido sujeto a una

perturbación. Sin embargo, la distinción debería ser hecha entre los tipos y severidad de perturbación porque el generador sincrónico tiene la habilidad de resistir solo algunas de ellas.

El eje del rotor del generador sincrónico rota aplicándole el torque mecánico desde máquina primaria (turbina). La energización del devanado del rotor con una fuente de corriente continua genera un campo magnético estacionario en el devanado del rotor, el cual induce tensiones alternas en los devanados del estator cuando el rotor del generador es impulsado por la máquina primaria (motor). Cuando el generador se encuentra conectado a la red eléctrica, corrientes balanceadas en las tres fases y de frecuencia iguales a la de la red fluirán en el circuito de estator, el cual genera un campo magnético rotacional. El campo magnético rotacional del estator interactúa con el campo magnético del rotor produciendo un torque electromagnético que se opone al de rotación del rotor. Por lo tanto, el torque mecánico es requerido para soportar el del rotor que gira a la velocidad deseada. En condiciones de estado estacionario, ambos torque son iguales y opuestos teniendo como resultado que la velocidad del rotor se mantiene en un valor constante, siendo este punto denominado punto de equilibrio. A frecuencia nominal, la velocidad del rotor es igual a la velocidad sincrónica para la cual la máquina fue diseñada. Como resultado, el monto de torque mecánico necesario para ser producido por la turbina es directamente relacionada con el monto de corriente que fluye en el estator. Cualquier cambio en la corriente de estator requiere un cambio en el torque mecánico [29].

La forma de estudiar este tipo de estabilidad es representar la ecuación de movimiento con la menor cantidad de variables de estado para poder representar el problema. En este sentido, la representación básica para lograr analizar la estabilidad de ángulo es la modelación de una máquina sincrónica conectada a una barra infinita por una línea de transmisión tal como se indica en la Figura 3-2. Esta ilustración proviene desde [7] como así el desarrollo que se presenta a continuación.

### **3.3.1.1 Generador Sincrónico conectado a una barra infinita**

En la Figura 3-2 se ilustra una barra infinita en una situación estacionaria, donde el estado del sistema (módulo de la tensión y ángulo) se encuentra ya establecidos o en régimen



permanente. De manera general, en variables de estados y en valores en por unidad, la ecuación de movimiento del generador sincrónico puede ser representado de la siguiente manera:

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \Delta\bar{\omega}_r \\ \delta \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} (\bar{T}_m - \bar{T}_e - K_D\Delta\bar{\omega}_r)/2H \\ \omega_o\Delta\bar{\omega}_r \end{bmatrix} \quad (3-3)$$

Dónde:

$T_m$  = Torque Mecánico en pu

$T_e$  = Torque Eléctrico en pu

$K_D$  = Coeficiente de torque amortiguante en pu torque/pu velocidad de desviación

$H$  = Constante de Inercia en MWs/MVA

$\Delta\bar{\omega}_r$  = Desviación de velocidad en pu =  $(\omega_r - \omega_o)/\omega_o$

$\delta$  = Ángulo del rotor

$\omega_o$  = Velocidad nominal en radianes eléctricos/s =  $2\pi f_o$

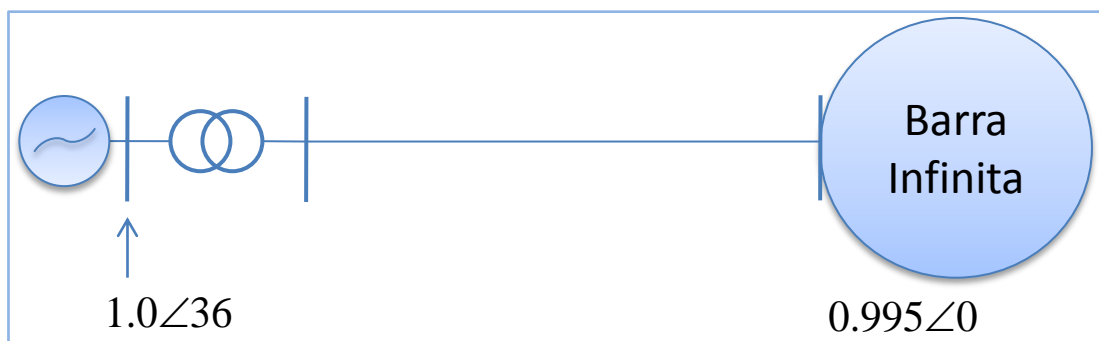


Figura 3-2 "Sistema una maquina sincrónica conectada a una barra infinita"

Las dos visiones para analizar este tema dependerán del tipo de contingencia que se aplique al sistema. Tal como se indicó anteriormente, si corresponde a una pequeña perturbación se podrá analizar los valores propios del sistema, y por el contrario si es una gran perturbación se

podrá utilizar el método de las áreas iguales para determinar el tiempo máximo de despeje frente a un corto circuito trifásico al sistema.

Para el caso de analizar los valores propios del sistema, primero se debe realizar la linealización respectiva en un punto de operación. Para lo anterior se utilizarán los datos y desarrollo que se entregan en [7] En este la linealización en torno al punto de equilibrio de manera genérica se esboza en la ecuación (3-4).

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \Delta\overline{\omega_r} \\ \Delta\delta \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\frac{K_D}{2H} & -\frac{K_S}{2H} \\ \omega_o & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta\overline{\omega_r} \\ \Delta\delta \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 1 \\ 2H \\ 0 \end{bmatrix} \Delta T_m \quad (3-4)$$

Dónde:

- $K_S$  = Coeficiente de torque sincronizante en pu torque/rad =  $E'E_b \cos(\delta_o) / X_t$
- $K_D$  = Coeficiente de torque amortiguante en pu torque/pu velocidad de desviación
- $H$  = Constante de Inercia en MWs/MVA
- $\Delta\overline{\omega_r}$  = Desviación de velocidad en pu =  $(\omega_r - \omega_o) / \omega_o$
- $\Delta\delta$  = Desviación del ángulo del rotor
- $\omega_o$  = Velocidad nominal en radianes eléctricos/s =  $2\pi f_o$

Desde la Figura 3-2 y con el punto de operación dado por la potencia inyectada por el generador es de 0.9 en pu, entregando reactivos de 0.3 en pu (sobree excitado), la barra del generador en tensión nominal y a  $36^\circ$  eléctricos adelantados a la referencia, se obtiene que la tensión interna es de  $1.123 \angle 49.92^\circ$ . Con los datos obtenidos en el párrafo anterior es posible determinar que la ecuación (3-4) convertida en (3-5). Los valores propios de la matriz de estado estará dada por resolver la ecuación de determinante que se entrega en (3-6).

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \Delta\overline{\omega_r} \\ \Delta\delta \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -0.143K_D & -0.108 \\ 377 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta\overline{\omega_r} \\ \Delta\delta \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0.143 \\ 0 \end{bmatrix} \Delta T_m \quad (3-5)$$

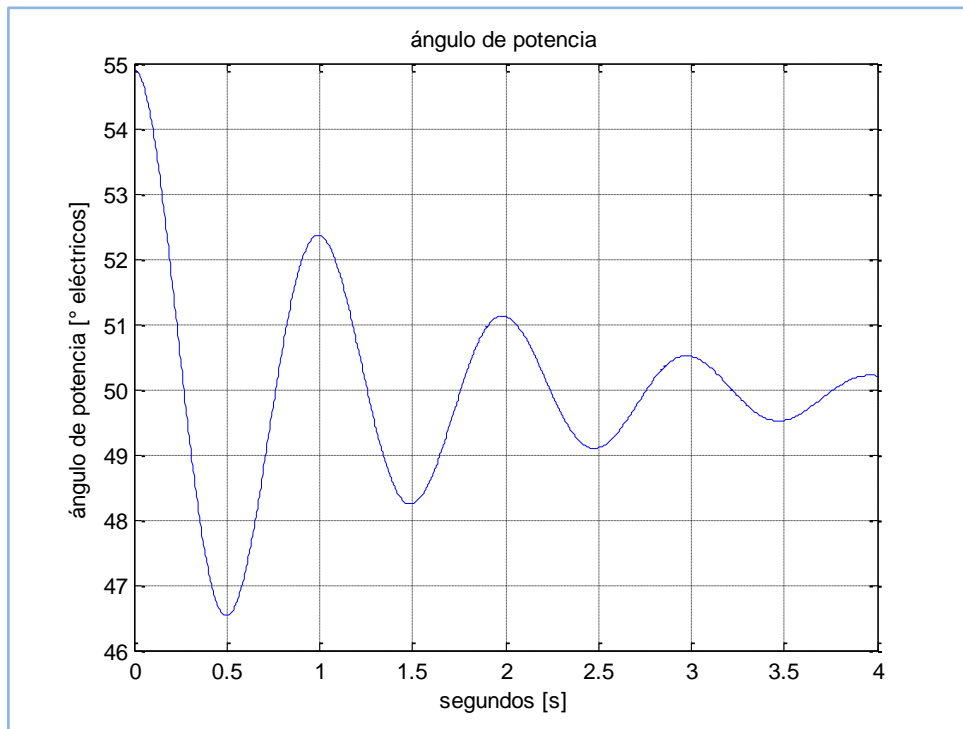
$$\begin{vmatrix} -0.143K_D - \lambda & -0.108 \\ 377 & -\lambda \end{vmatrix} = 0 \quad (3-6)$$

La anterior ecuación queda parametrizado en el coeficiente de amortiguamiento, en donde el valor positivo entrega la parte real negativa de los valores propios siendo un valor estado estable del sistema. En cambio, un valor negativo del coeficiente entrega valores positivos del valor propio y por ende un sistema inestable para cualquier punto. Por último, si el coeficiente es cero el sistema es oscilatorio por naturaleza por lo cual frente a cualquier perturbación el sistema tendrá un comportamiento sinusoidal en la variable de estado angular y velocidad. En la Tabla 3-1 se resumen los datos de los casos antes mencionados.

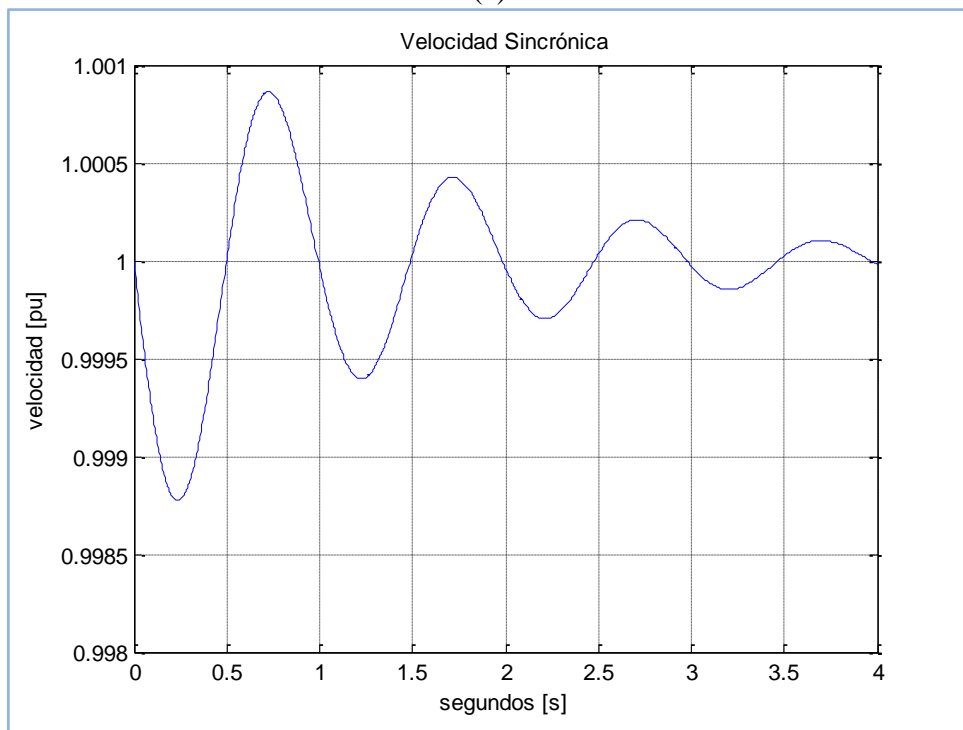
Tabla 3-1 "Valores propios dependiendo del coeficiente amortiguante"

$K_d$	0	10	-10
Valores propios $\lambda$	$0 \mp j6.39$	$-0.714 \mp j6.35$	$0.714 \mp j6.35$
Frecuencia Amortiguada $\omega_d$	1.0165 Hz	1.0101 Hz	1.0101 Hz
Razón de amortiguamiento $\xi$	0	0.112	-0.112
Frecuencia natural sin amortiguamiento $\omega_n$	1.0165 Hz	1.0165 Hz	1.0165 Hz

En la Figura 3-3 se ilustra la respuesta en el tiempo de las variables de estados en torno al punto de operación obtenido en la parte anterior. Como se observa en dicha figura, el coeficiente de amortiguamiento positivo entrega un torque en contra fase generando un movimiento oscilatorio amortiguado.



(a)



(b)

Figura 3-3 "Respuesta dinámica del ángulo de potencia (a) – velocidad sincrónica de la máquina (b) para un coeficiente de amortiguamiento igual a  $10^{-4}$ "

Con este simple ejemplo es posible mostrar que la estrategia para representar este fenómeno al que frente a pequeñas variaciones solamente bastaría con obtener el sistema modelado en sus variables de estado y en torno a un punto en el cual la derivada sea cero, donde se puede obtener una linealización. Con esta simplificación, bastaría solo con determinar los valores propios de la matriz del sistema para lograr determinar la estabilidad angular del sistema.

Por otro lado, en el caso de que se requiera un análisis con una contingencia severa (cortocircuito trifásico) las medidas de obtención de los resultados sería a través de simulaciones con programas de simulación o través del método de áreas iguales [6] [7] [29].

### 3.3.2 Estabilidad de Frecuencia

Este tipo de problema de estabilidad es asociado con la recuperación de la frecuencia del sistema después de un desbalance de potencia activa entre generación y carga del sistema debido a una perturbación. Por consiguiente, el análisis de la estabilidad de frecuencia concentra la variación del estudio de la frecuencia del sistema debido a grandes cambios repentinos en el balance generación-carga [32].

Para determinar la forma del comportamiento de la frecuencia, la forma de analizar la frecuencia es a través de la ecuación de movimiento del generador sincrónico en valores en por unidad. De la ecuación de movimiento (3-4) y suponiendo que  $K_D$  sea igual a cero se obtiene la ecuación (3-7) que es bien conocida en los distintos libros, si la ecuación anterior se divide por la velocidad sincrónica del sistema, se obtiene la ecuación (3-8) que relaciona directamente la potencia activa con la frecuencia. Esta ecuación relaciona directamente la variación temporal de la frecuencia frente a los desbalances en la potencia del sistema.

$$J \frac{d\Delta\omega}{dt} = \Delta T_m - \Delta T_{ele} \quad (3-7)$$

$$2H \frac{d\Delta f}{dt} = \Delta P_m - \Delta P_{ele} \quad (3-8)$$

Como también se sabe, algunas cargas (como motores) presentan una sensibilidad con respecto a cambios de frecuencia, puede definir D como (3-9), que corresponde al cambio que produce la variación de frecuencia en el consumo de la carga.

$$D = \frac{\partial P_e}{\partial f} \quad (3-9)$$

Con ello la ecuación de frecuencia se le agrega un elemento adicional, en la cual se representa el impacto de la variación de frecuencia en la carga. Con ello la ecuación (3-8) queda como (3-10):

$$2H \frac{d\Delta f}{dt} = \Delta P_m - \Delta P_{ele} - D\Delta f \quad (3-10)$$

Por otro lado, se tiene los reguladores de velocidades de las máquinas sincrónicas, estos reguladores son de la forma que se indica en (3-11). El valor proporcional K corresponde a la ganancia del regulador de velocidad de la máquina para adaptar la potencia mecánica a un cambio de la frecuencia. El inverso de K es conocido como estatismo permanente que corresponde al cambio (caída) de velocidad que experimenta la máquina al pasar desde el vacío a plena carga.

$$\Delta P_m = \Delta P_{ref} - K\Delta f \quad (3-11)$$

La referencia ( $P_{ref}$ ) de potencia es la que se modifica en la regulación secundaria para llevar la frecuencia a su valor nominal. Si no se modifica la consigna de referencia de potencia

del regulador,  $\Delta P_{ref} = 0$ , sólo se realiza regulación primaria, en cuyo caso (3-11) se cambia a (3-12).

$$\Delta P_m = -K\Delta f \quad (3-12)$$

Con lo anterior, la ecuación del generador para regulación primaria se tiene incorporando a (3-10) la ecuación (3-12), teniendo como ecuación final (3-13). En esta última se ha modifica el valor  $2H$  por  $M$ .

$$M \frac{d\Delta f}{dt} = -K\Delta f - \Delta P_{ele} - D\Delta f = -\Delta P_{ele} - (K + D)\Delta f \quad (3-13)$$

La definición de variación de potencia eléctrica corresponde a la diferencia entre generación y carga en los instantes finales e iniciales. En la ecuación (3-14) se define la variación de potencia eléctrica, en donde los subíndices  $f$  corresponden a la potencia final y la  $i$  corresponde a la inicial. En este caso, un aumento positivo generará una disminución de la frecuencia en cambio una variación negativa generará un aumento de la frecuencia, esta situación se analiza en régimen permanente ( $\frac{df}{dt} \rightarrow 0$ ) y con reguladores de velocidad, el error permanente de frecuencia es el que se entrega en (3-15).

$$\Delta P_{ele} = P_{ef} - P_{ei} = (P_{carga} - P_{gen})_f - (P_{carga} - P_{gen})_i \quad (3-14)$$

$$\Delta f = -\frac{\Delta P_{ele}}{K + D} \quad (3-15)$$

La no existencia de regulador proporcional de velocidad, se le denomina regulación natural y tal como se dijo con anterioridad el inverso del control proporcional de velocidad se le denominan estatismo ( $\sigma = \frac{1}{K}$ ). En sistemas multi-maquinas es posible definir estatismo equivalente y una sensibilidad carga-frecuencia del sistema tal como se muestra en (3-16).

$$D_{sistema} = \sum_{i=1}^{N_c} D_i \quad (3-16)$$

$$\frac{1}{\sigma_{sistema}} = \sum_{i=1}^{N_g} \frac{1}{\sigma_i}$$

Dónde:

$N_c$ : Número de cargas que los afecta el cambio de frecuencia.

$N_g$ : Número de generadores con control de velocidad.

Como en la regulación primaria se debe llegar a que la potencia generada sea igual a la potencia de las cargas más las pérdidas, las variaciones provocadas en el sistema serán tomadas por las máquinas que posean el control de velocidad (mientras las máquinas restantes permanecen con su potencia despachada), y serán proporcionales a la variación de frecuencia e inversamente proporcional a su estatismo.

$$\Delta P_{electrica_i} = -\frac{\Delta f}{\sigma_i} \quad (3-17)$$

La ecuación de (3-13) de regulación primaria es posible escribirla en el dominio de Laplace, tal como (3-18). En general las variaciones de potencia eléctrica son en forma de escalón, por ello la ecuación (3-18) en Laplace puede ser escrita como (3-19).



$$\Delta f(s) = \frac{1}{Ms + K + D} [-\Delta P_{ele}(s)] \quad (3-18)$$

$$\Delta f(s) = \frac{1}{Ms + K + D} \left[ -\frac{\Delta P_{ele}}{s} \right] \quad (3-19)$$

Separando en fracciones parciales la última ecuación con términos de la forma  $s$  y  $s + a$ , es posible obtener los dos términos tal como en (3-20). Esta última ecuación llevándola al dominio del tiempo se obtiene (3-21) que indica que la respuesta natural del sistema sigue una exponencial.

$$\Delta f(s) = \frac{-1}{s} \frac{\Delta P_{ele}}{K + D} + \frac{1}{s + \frac{K + D}{M}} \frac{\Delta P_{ele}}{K + D} \quad (3-20)$$

$$\Delta f(t) = -\frac{\Delta P_{ele}}{K + D} + \frac{\Delta P_{ele}}{K + D} e^{-\frac{K+D}{M}t} \quad (3-21)$$

La ecuación (3-21), por su estructura, es clara que posee un error permanente que depende de la magnitud de variación de potencia, de los controladores de velocidad, las sensibilidades carga-frecuencia, y de la inercia total del sistema. En este sentido la estabilidad frecuencia es una medida global dado que el sincronismo del sistema se basa en que la frecuencia del sistema sea la misma. El control directo de este variable depende de la inyección/retiro de potencia activa por parte de elementos que la generen, en este sentido los generadores son los que están asociados a este tipo de control, sin embargo nuevos dispositivos de electrónica de potencia como las baterías pueden realizar el control de la frecuencia [33].

### 3.3.3 Estabilidad de Tensión

En la literatura existen diversas definiciones de estabilidad de tensión [11]. Las definiciones toman en cuenta los plazos, estados del sistema, grandes o pequeñas perturbaciones, entre otras características. Los diferentes enfoques, por lo tanto, reflejan el hecho de que existe un amplio espectro de fenómenos que podrían ocurrir durante el curso de la estabilidad de tensión. Dada la existencia de numerosos autores que poseen diferentes experiencias en Estabilidad de Tensión, aparecen diferencias entre las definiciones. Entre ellos aparece Kundur [7], CIGRE e IEEE [11] las cuales toman en consideración el sistema o las cargas. Dentro de las definiciones que involucran todo el sistema se encuentran la de Kundur y de la CIGRE que definen ambos la estabilidad de tensión como sigue:

- La estabilidad de tensión es la habilidad de un sistema de potencia para mantener los valores de tensión de todas las barras del sistema en un rango aceptable, bajo una condición normal de funcionamiento y después de comenzar una perturbación.
- Un sistema entra a un estado de inestabilidad de tensión cuando una perturbación en él, produce un incremento de la demanda total, o cambia las condiciones o topología de este, causando un progresivo e incontrolable caída de la magnitud de la tensión.
- El colapso de tensión es el proceso por el cual la secuencia de eventos que acompañan a una inestabilidad de la tensión lleva a los perfiles de ésta bajo un nivel inaceptable en una parte significativa del sistema.

El concepto de estabilidad de tensión se dirige a una gran variedad de fenómenos distintos dependiendo de qué parte del SEP se está analizando; por ejemplo, puede ser un fenómeno rápido como los motores de inducción, cargas de aire acondicionado o sistemas HVDC-LCC los cuales se encuentran involucrados en dinámicas rápidas. Por el contrario, fenómenos lentos tales como cambiadores mecánico de tap pueden tomar algunos segundos en la actuación de dichos elementos. Hoy en día, es bien aceptado que la inestabilidad de tensión es un proceso dinámico ya que se relaciona con cargas dinámicas [34].

Tal como se ha indicado anteriormente el proceso de estabilidad de tensión en términos de fenómeno es uno de tipo dinámico, sin embargo por mucho tiempo se utilizaron metodologías

analíticas que ayudaron a identificar los problemas que generaban el aumento de las transferencias o cambios de topología de la red. Muchas de estas técnicas se basaban en flujos de potencias continuos (también llamados análisis cuasi-estáticos) en los cuales se grafican las curvas V-P que caracterizaban la cargabilidad de una barra de carga; la curvas Q-V que determinaba la compensación de reactivos necesarios para mantener cierto perfil de carga; y algunos indicadores de sensibilidad Potencia Reactiva-Tensión utilizando la matriz Jacobiana del Sistema [11].

Para ejemplificar los métodos antes mencionados se presenta el ejemplo más básico utilizado en la literatura, el cual consiste en una barra de consumo ( $P_c + jQ_c$ ) unida por una línea con reactancia  $X_l$ , teniendo como alimentación una barra infinita con tensión nominal de alimentación. Si se considera que el factor de potencia es igual a 1 y que la potencia del consumo se comienza a incrementar de manera paulatina, se logra ilustrar la Figura 3-4 donde se observa que el punto B es el de máxima cargabilidad.

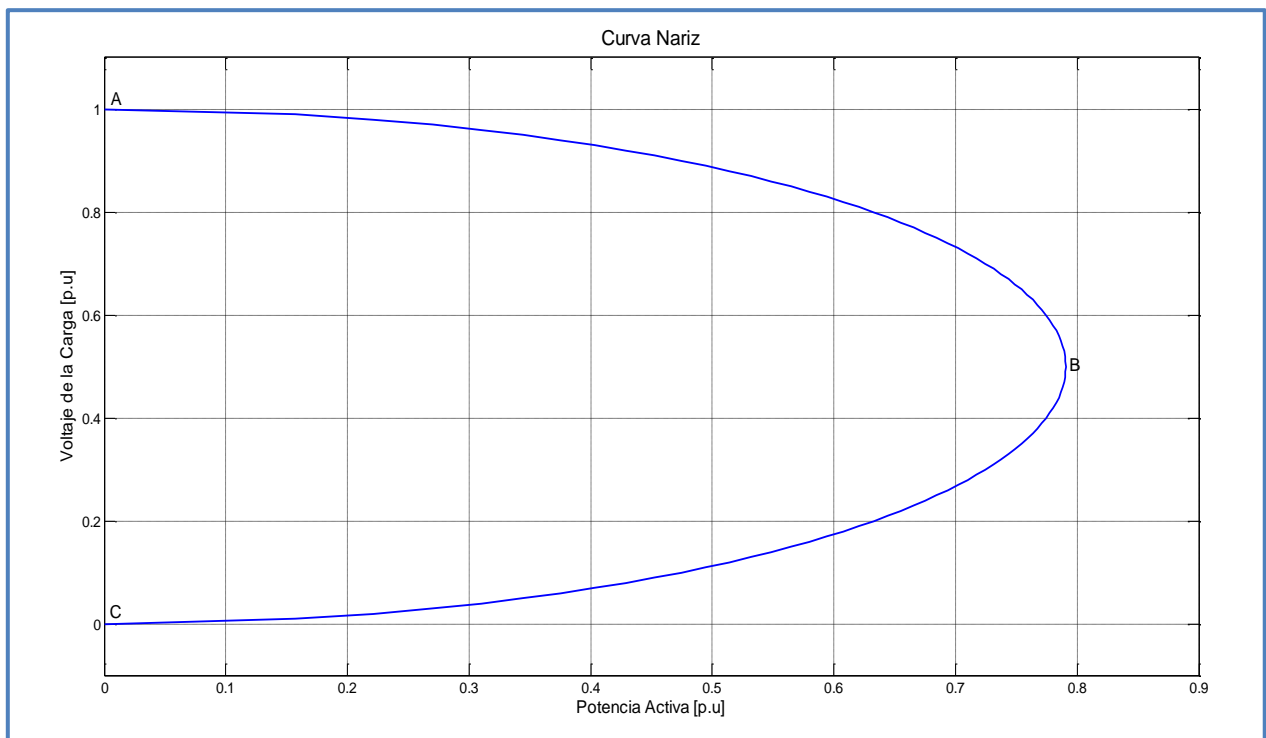


Figura 3-4 "Curva Nariz (V-P), Sistema simple de Potencia AC, factor de Potencia Unitario"

Para el caso del mismo sistema descrito anteriormente, ahora se pretende determinar la compensación reactiva necesaria que debe ser inyectada en la barra de consumo para un determinado perfil de tensión. Se logra observar en la curva Q-V de la Figura 3-5, que mientras mayor sea la potencia activa que se quiera transmitir, al mismo perfil de tensión, es necesario aumentar la potencia reactiva que se necesita inyectar en esa barra.

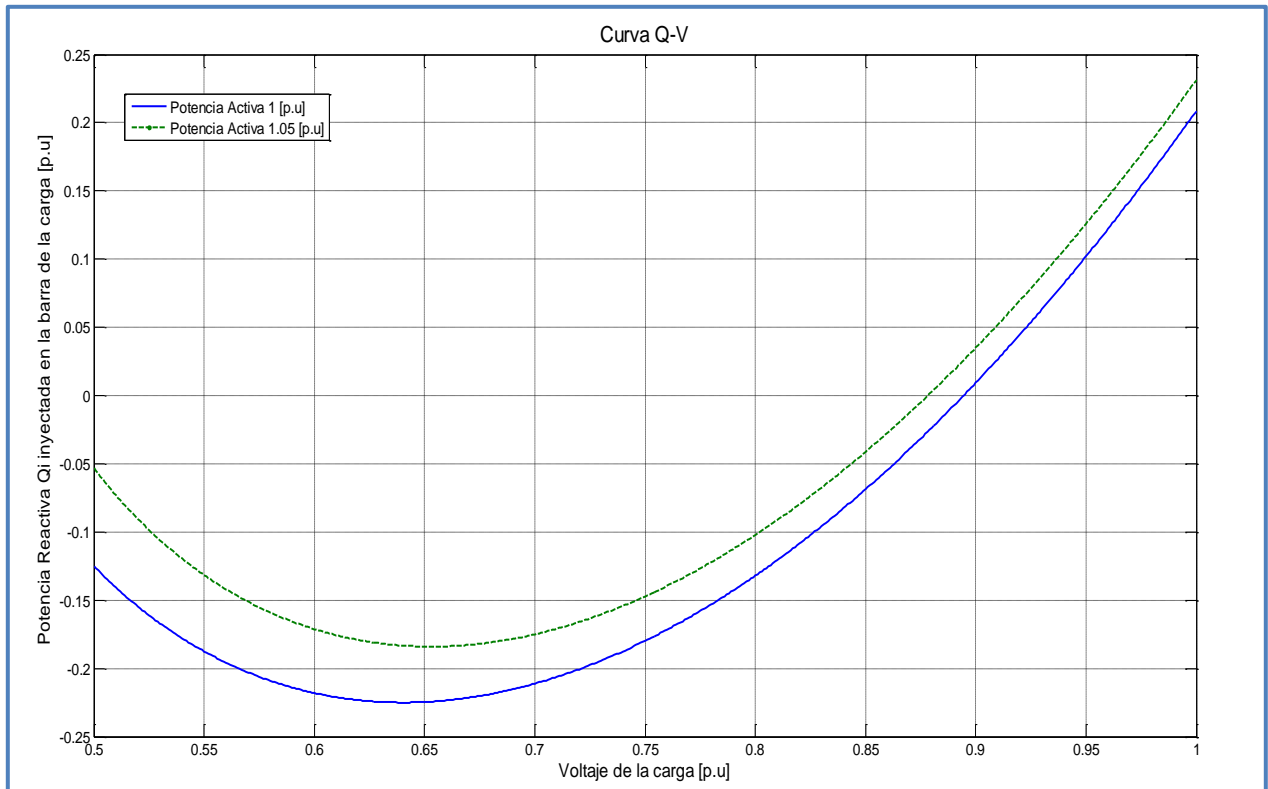


Figura 3-5 "Curvas Q-V para distintos perfiles de carga"

Estas curvas tienen por objeto, en su tiempo, el entregar información relevante acerca de las distancias a los puntos de colapso de tensión de la barra. Más aún, el análisis de sensibilidad Potencia Reactiva-Tensión es una generalización de la pendiente de la curva Q-V para todo el sistema [7][11]. En el caso de la curva V-P se determina el margen que se posee entre el punto de operación y el punto en donde colapsa la tensión (punto B de la gráfica). Por otro lado, para la curva Q-V se analiza la sensibilidad o la pendiente de aquella curva teniendo en consideración que mientras más grande (o más alejada del cero) el sistema es más estable en términos de la variable de estado tensión.

La descripción del fenómeno de estabilidad de tensión depende principalmente de la escala de tiempo que se quiera analizar tal como se indica en Figura 3-1. Para el caso de incluir el tiempo en los análisis de este fenómeno se incluyen herramientas de simulación que permitan caracterizar los elementos esenciales para cada escala de tiempo. **Estabilidad de Tensión de Corto Plazo** involucra los elementos que poseen dinámicas rápidas de actuación o respuestas, tales como motores de inducción, cargas controladas electrónicamente y enlaces HVDC. El período de interés del estudio se encuentra en el orden de los segundos, y cualquier análisis requiere de la solución apropiada del sistema de ecuaciones diferenciales siendo muy similar al set que se utiliza para el caso de estabilización angular del rotor [34].

La **Estabilidad de Tensión de Largo Plazo** involucra equipos de lenta actuación, como en los casos de los intercambiadores de tap de los transformadores, cargas controladas termodinámicamente, y los limitadores de corriente de generadores. El período de interés del estudio puede extenderse por algunos minutos, y simulaciones de largo plazo son requeridas para el análisis dinámico del desempeño del sistema [34].

Para determinar el correcto funcionamiento del sistema, en condiciones normales no debiese tener problemas de funcionamiento, sin embargo dependiendo de la perturbación que se le aplique este podrá mantener o no las tensiones dentro de los niveles de tolerancia adecuados. Para nuestro caso se entenderá por **Gran Perturbación** a fallas del sistema o desconexiones de líneas, transformadores o generadores. En el caso de **Pequeñas Perturbaciones** se entenderá por un incremento en la demanda del sistema siendo está en una zona en particular o en el sistema completo [34].

### 3.4.Reducción de Redes para estudios de Estabilidad de Sistemas Eléctricos

Los SEP son unos de los sistemas más complejos en ingeniería de acuerdo a los entendidos [32]. Esto se debe principalmente que todos los componentes poseen un

modelamiento complejo y muchas veces no lineales, esto último genera poca claridad a priori para realizar una predicción del comportamiento aislado de la componente y más aún la interacción con otros. Una de las formas que se han utilizado para lograr estudiar la interacción entre elementos en un SEP es obtener una linealización del sistema en torno a punto de equilibrio y representando a los elementos en variables de estado.

Entre los elementos que caracterizan a los SEP en su dinamismo, los generadores son los más relevantes dado que estos dispositivos pueden controlar todas las variables de estado del sistema tales como ángulos, frecuencia y tensiones. Adicionalmente, se verifica que mientras mayor cantidad de máquinas rotatorias posee el sistema en servicio, es denominado un SEP más robusto (mayor inercia posee el sistema) y que frente a contingencias de cualquier tipo su comportamiento tiende a ser estable. Sin embargo, ciertas configuraciones del sistema ya sea demanda, generación y/o transmisión pueden llevar este escenario a una operación inestable dado que puede aparecer un modo de oscilación poco amortiguado que puede ser excitado por algún evento. Es por lo anterior, que frente a cada modificación de sistema los controladores del sistema deben ser sintonizados frente a los escenarios más probables.

Dado lo anterior, el modelamiento de las máquinas sincrónicas es de vital importancia para poder determinar el comportamiento del sistema. En [7] se caracteriza a este tipo de elemento en uno de sus ejemplos con 9 variables de estados los cuales son: 1 para el ángulo de potencia, 1 para la velocidad, 1 para el circuito de campo, 3 para los enrollados amortiguadores, 1 para la excitación, y 2 para el estabilizador de potencia. Como es posible identificar que la cantidad de variables de estados se incrementa de manera lineal a la cantidad de elementos sincrónicos conectados a la red, lo cual genera una gran cantidad de procesos de cálculo cuando se pretende simular al sistema y obtener una respuesta en el tiempo. Numerosas publicaciones han tratado el sistema de reducción de redes tal como [35], donde se pretende disminuir el número de variables de estado para obtener una reducción de tiempo de simulación pero sin perder la respuesta en el tiempo de las variables que caracterizan el problema.

En [7] han tomado el modelamiento de la máquina síncrona modelada a partir de las 9 variables de estado antes mencionadas. En esta referencia han planteado el sistema en variables de estado y linealizando el sistema en torno a un punto de operación, se puede obtener los valores propios de la matriz de estado del sistema la cual se compacta en Tabla 3-2. Como se puede observar en esta tabla, primero se parte desde un sistema inestable y variando el valor  $K_{STAB}$  (valor correspondiente a la ganancia del PSS) se logra estabilizar el sistema en términos de velocidad y ángulo dado que modifica tanto su parte real como su parte imaginaria de los valores propios. Adicionalmente, modifica los valores propios asociados a los enrollados de campo y eje directo disminuyendo el amortiguamiento y aumentando la frecuencia de oscilación, sin embargo sigue siendo estable en esas dos variables de estado. Por el contrario, las variables de estado asociada a los valores propios de los ejes en cuadratura y el AVR no se producen cambios significativos en estos términos. En conclusión, las variables de estado que caracterizan al PSS tienen solo efecto significativo a la velocidad y el ángulo de potencia.

Tabla 3-2 "Valores propios de la matriz de estado del sistema con 9 variables"

$K_{STAB}$	Valores Propios						
	$\lambda_1, \lambda_2$	$\lambda_3, \lambda_4$	$\lambda_5$	$\lambda_6$	$\lambda_7$	$\lambda_8$	$\lambda_9$
-	$0.53 \pm j7.4$	$-17.6 \pm j11.3$	-24.9	-1.97	-54.4	-	-
0.1	$0.51 \pm j7.4$	$-17.6 \pm j11.4$	-24.9	-1.97	-54.4	-30.4	-0.71
1.0	$0.34 \pm j7.4$	$-17.1 \pm j11.8$	-24.9	-1.97	-54.4	-30.9	-0.72
3.0	$-0.01 \pm j7.4$	$-16.2 \pm j12.7$	-24.9	-1.97	-54.5	-31.9	-0.72
5.0	$-0.37 \pm j7.2$	$-15.4 \pm j13.6$	-24.9	-1.97	-54.5	-32.8	-0.73
9.5	$-1.08 \pm j6.8$	$-13.9 \pm j15.5$	-25.0	-1.96	-54.5	-34.3	-0.74
15.0	$-1.75 \pm j6.2$	$-12.5 \pm j17.7$	-25.0	-1.95	-54.6	-35.6	-0.76
21.0	$-2.20 \pm j5.5$	$-11.4 \pm j20.0$	-25.0	-1.94	-54.7	-36.7	-0.78
Estado Dominante	$\Delta\omega_r, \Delta\delta$	$\Delta\psi_{fd}, \Delta\psi_{1d}$	$\Delta\psi_{2q}$	$\Delta\psi_{1q}$	$\Delta v_1$	$\Delta v_2$	$\Delta v_s$

Dónde:

- $\omega_r$  = Velocidad rotacional.
- $\delta$  = Ángulo de potencia.

- $\psi_{fd}$  = Flujo del campo.
- $\psi_{1d}$  = Flujo de circuito amortiguador N°1 en eje directo.
- $\psi_{1q}$  = Flujo de circuito amortiguador N°1 en eje cuadratura.
- $\psi_{2q}$  = Flujo de circuito amortiguador N°2 en eje cuadratura.
- $v_1$  = AVR.
- $v_2$  = Estabilizador de potencia N°1.
- $v_s$  = Estabilizador de potencia N°2.

Una de las características del análisis anterior mostrado en [7], es que solo se varió la estructura del PSS (ganancia) mientras que las demás variables de estado o parámetros que gobiernan esas variables permanecen constantes. Para continuar con el análisis de los parámetros que determinan los valores propios del sistema, se dejará fuera de servicio del estabilizador de potencia por lo cual la máquina puede ser representada por siete variables de estado. En este caso, solo será modificado  $K_A$  que corresponde a la ganancia de la excitación lo cual puede ser resumido en la Tabla 3-3. En la tabla anterior se observa que la excitación modifica de manera relevante los valores propios de las variables de estado asociados al ángulo de potencia y velocidad, incidiendo en que pasa de un sistema estable a uno inestable. Para los restantes valores propios asociados en eje directo (flujo de campo, un circuito amortiguador eje directo y el AVR) son afectados de manera directa aumentando el amortiguamiento, en cambio para los elementos de eje en cuadratura los efectos son poco relevantes dado que no introducen oscilaciones relevantes. Para el caso de la ganancia del AVR igual a cero se elimina una variable de estado, lo mismo que sucedió en el caso de la ganancia del estabilizador de potencia donde anulándola se elimina las dos variables de estado que se incorporan. Por último, las variables de estado que representan los enrollados amortiguadores solo entregan exponenciales que tienen constantes de tiempos muy pequeñas, por lo cual decrecen rápidamente.

Tabla 3-3 "Valores propios de la matriz de estado del sistema con 7 variables"

$K_A$	Valores Propios					
	$\lambda_1, \lambda_2$	$\lambda_3$	$\lambda_4$	$\lambda_5$	$\lambda_6$	$\lambda_7$
-	$-0.171 \pm j6.47$	-0.20	-37.85	-25.01	-2.04	-
<b>0.1</b>	$-0.170 \pm j6.47$	-0.20	-37.84	-25.01	-2.05	-50.00



$K_A$	Valores Propios					
	$\lambda_1, \lambda_2$	$\lambda_3$	$\lambda_4$	$\lambda_5$	$\lambda_6$	$\lambda_7$
5.0	$-0.112 \pm j6.46$	-0.59	-37.34	-25.02	-2.06	-50.22
10.0	$-0.050 \pm j6.46$	-0.98	-36.83	-25.02	-2.10	-50.42
15.0	$0.011 \pm j6.46$	-1.34	-36.34	-25.02	-2.16	-50.79
30.0	$0.182 \pm j6.50$	-2.94	-34.86	-25.03	-1.86	-51.12
50.0	$0.357 \pm j6.62$	-4.60	-32.87	-25.06	-1.94	-51.70
100.0	$0.552 \pm j6.95$	-9.40	-26.81	-25.54	-1.96	-52.84
110.0	$0.564 \pm j7.01$	-10.64	$-25.47 \pm j0.96$		-1.97	-53.30
125.0	$0.573 \pm j7.09$	-13.03	$-24.15 \pm j0.88$		-1.97	-53.30
130.0	$0.574 \pm j7.11$	-14.14	-22.92	-24.18	-1.97	-53.30
150.0	$0.570 \pm j7.21$	$-18.09 \pm j5.09$		-24.72	-1.97	-53.71
200.0	$0.528 \pm j7.38$	$-17.63 \pm j11.33$		-24.86	-1.97	-54.41
400.0	$0.315 \pm j7.66$	$-16.40 \pm j22.63$		-24.92	-1.98	-56.3
Estado Dominante	$\Delta\omega_r, \Delta\delta$	$\Delta\psi_{fd}, \Delta\psi_{1d}$		$\Delta\psi_{2q}$	$\Delta\psi_{1q}$	$\Delta v_1$
Estado Significante		$\Delta v_1$				$\Delta\psi_{1d}$

De los análisis anteriores se puede concluir que una manera de abordar la reducción de redes a partir del análisis de sus valores propios es que se deben ocupar al menos dos variables que representen la ecuación de movimiento más dos que representen el AVR y el flujo de campo respectivamente. Esta conclusión se basa en que los enrollados amortiguadores poseen constantes de tiempo pequeñas por lo cual no son comparables con los tiempos asociados a la ecuación de movimiento, y el estabilizador de potencia mejora el comportamiento del sistema entregando mayor amortiguamiento a las variables velocidad y ángulo.

Tal como se indicó anteriormente, los tiempos de cómputos o simulación en SEP son extremadamente costosos en términos computacionales debido a la gran cantidad de variables de estado del sistema, cantidad de nodos y cargas. Así mismo, la existencia de elementos tanto

pasivos como activos en las redes eléctricas tiene diferencias de ser tratadas en las reducciones de modelos de SEP. Dada la necesidad de reducir los tiempos en simulaciones, programas comerciales de simulaciones como publicaciones académicas se hacen cargo de la reducción de redes que mantengan la respuesta del sistema que se pretende estudiar [35][36][37]. Por lo anterior, en este trabajo de tesis este dato será un elemento de entrada para algunos de los modelos estudiados para poder aplicar la metodología propuesta en este documento.

### 3.5.Resumen

Como se ha visto en este capítulo, la estabilidad es un proceso complejo de estudiar y analizar, debido a lo anterior muchos autores tienen distintas forma de definiciones que lo asocian y caracterizan de acuerdo a la ventana temporal, el tipo de perturbación y las variables que se involucran en el fenómeno.

Los tipos de estabilidad estudiados han sido los de ángulo de rotor, tensión y de frecuencia teniendo en consideración que cada uno tiene una forma de control distintas. En el caso del ángulo es posible controlarlo a través de incorporaciones de controladores (PSS) o elementos que modifican la matriz de admitancia del sistema (equipos FACTS). Para el caso de estabilidad de tensión la inyecciones/retiros de potencia reactiva son relevantes a la hora de su respuesta que están ligados directamente con a los limitadores de tensión, cargabilidad del sistema y/o transformadores con intercambiadores de Tap. Los equipos FACTS actuales tienden a mejorar la estabilidad de tensión dado que pueden controlar la inyección de corrientes reactivas, en particular los enlaces HVDC-VSC que pueden controlar independientemente la potencia activa y reactiva, por lo cual uno de sus ventajas genera un mejor control de la variable tensión. Por último, la estabilidad de frecuencia se debe principalmente por la cantidad de unidades sincrónicas conectadas al sistema dado que la respuesta depende de la inercia total del sistema y la cantidad de potencia que se puede inyectar/retirar de acuerdo a la desviación de potencia. A pesar de que las baterías han mostrado mejoras en este tipo de estabilidad los generadores sincrónicos han demostrado que la regulación a través de ellos es la mejor manera de incrementar la estabilidad de frecuencia.

Dado todo lo anterior, también se indicó en este capítulo que la forma de abordar el problema sistémico de gran complejidad y variables de estados era a través de la reducción de redes pero manteniendo la respuesta dinámica que se necesita estudiar. En este sentido, la reducción de redes será para esta tesis un dato de entrada dado que este tipo de actividades ya están incluidas en algunas plataformas de simulación, por lo cual no es un objetivo primordial de esta tesis el ahondar en las técnicas de disminuir los tiempos de simulación.

# Capítulo 4 : Interconexión de Redes Eléctricas

---

## 4.1.Introducción

Las redes eléctricas en si tienden a ser sistemas de bastante envergadura desde el punto de vista del número de instalaciones, capacidad instalada, kilómetros de líneas, cantidad de usuarios abastecidos, inercia del sistema, entre otros. Dentro de las características más importantes de los sistemas eléctricos corresponde a la robustez del sistema que consiste en cuanta inercia existe en sistema [38]. Por su parte la definición de inercia de manera física es la tendencia de mantener en el mismo estado un objeto que se encuentra en estado de reposo o movimiento. Para el caso de los sistemas eléctricos de potencia la manera de mantener la inercia eléctrica es tener la mayor cantidad de máquinas rotatorias conectadas, dado que mientras mayor inercia disponible mejor será la respuesta de estabilidad y confiabilidad del sistema [38].

Los sistemas eléctricos de potencia no solo buscan aumentar su inercia sino también obtener los beneficios adicionales en las interconexiones entre dos redes que funcionan aisladas previamente. Dentro de los beneficios de la interconexión se pueden mencionar las siguientes [39]:

- Transferir grandes bloques de potencia a precios competitivos.
- Optimizar la operación económica y de mercado dada la cantidad de actores del sistema.
- Brindar seguridad y confiabilidad de suministro dada los enmallamientos de líneas y mayor capacidad de generación.
- Reducir el tamaño de las nuevas plantas que entran al parque generación que son la llamadas a suplir las variaciones de demanda.
- Reducir los requerimientos de respuesta de frecuencia y de reserva de potencia activa dada la cantidad de unidades de generación conectadas a la red.

A medida que los sistemas eléctricos crecen en la necesidad de abastecer mayor cantidad de consumos y/o la falta de recursos en una zona determinada, los beneficios de interconexión

tienden a ser más favorable respecto de la instalación descontrolada de mayor generación. En este sentido, y a modo de ejemplo, los mayores sistemas interconectados de Chile convivieron por mucho tiempo aislados uno de otro, sin embargo las ventajas comparativas de recursos renovables y la instalación de energía térmica ociosa en el sistema SING provocó que la autoridad promoviera su interconexión, situación que se verá concretada a finales del 2018.

No solo la interconexión entre sistemas de cada país es relevante, este es el caso de Europa donde existen grandes redes que transfieren energía de un sector a otro. Tal es el caso de todas las redes que se observan en la Figura 4-1 que las regiones se encuentran unidas por link HVDC siendo el caso más emblemático la zona de Escandinavia con la zona central de Europa.

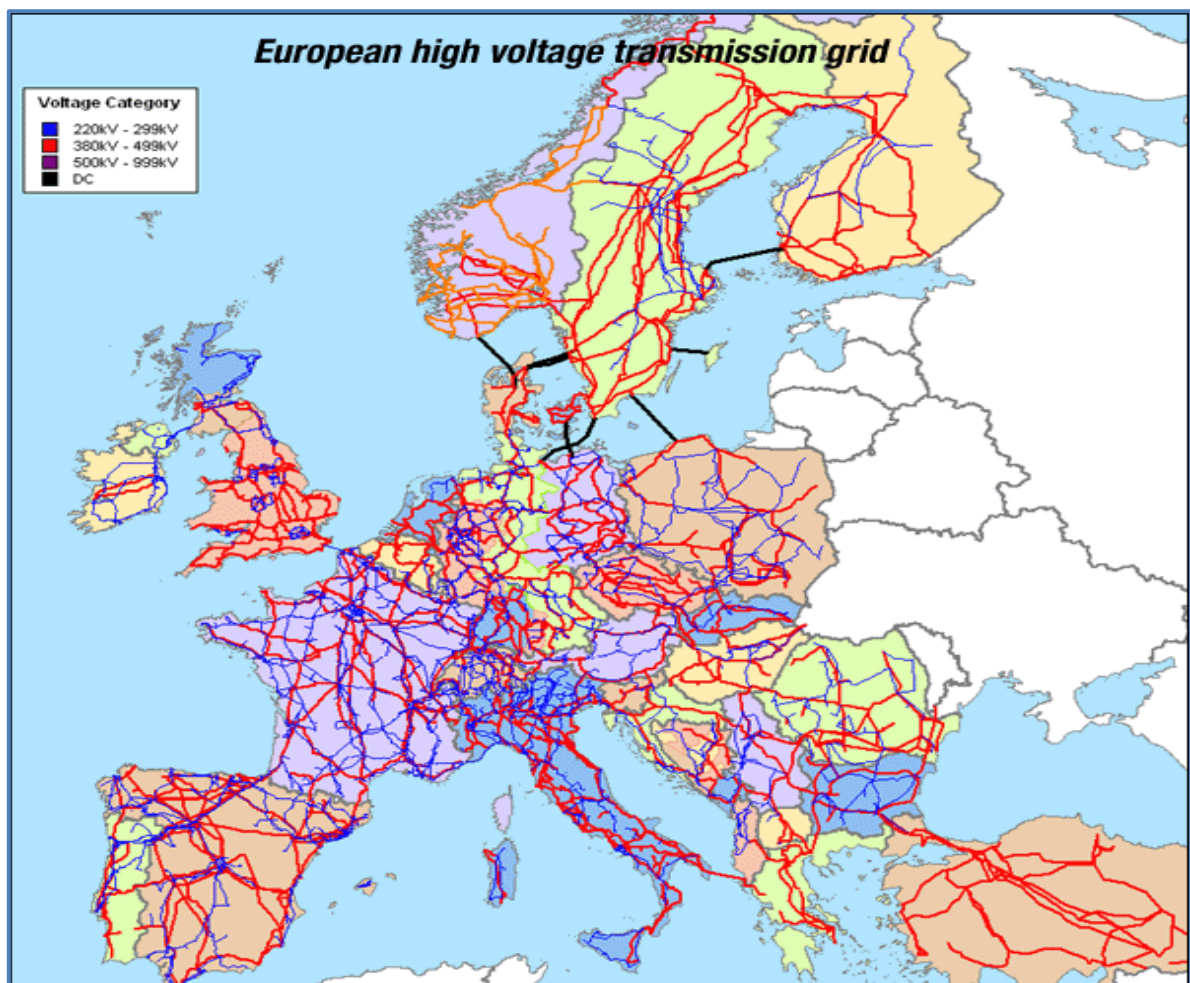


Figura 4-1 " Representación geográfica de las interconexiones de Europa"

También en el caso de América existen interconexiones entre países, tal es el caso del Norte de Estados Unidos y Canadá los cuales transfieren energía por diferentes puntos. Más al

Sur existen innumerables conexiones entre países limítrofes que en esfuerzos mancomunados generan la posibilidad de abastecer a sus consumos con energías exportadas, este ejemplo se ve en la central Itaipú que entrega energía a Brasil y Paraguay de manera simultánea.

Por último, la idea de tener una gran única red Sudamericana interconectada sería un gran avance para la región y que podría traer grandes beneficios a países tales como Chile. Estos beneficios se deben a que Chile en su zona Norte posee un gran potencial de Energía Solar que perfectamente podría llevar a que la dicha energía sea exportada a los países interconectados.

## 4.2. Tipos de conexión

Desde los comienzos del descubrimiento de como transportar la energía eléctrica, la transmisión desde un punto de generación hasta otro de consumo se pensó y discutió que la mejor manera de transferir era la corriente alterna. Esto dado que se podía elevar la tensión de transporte y así disminuir las pérdidas de transmisión, sin embargo hace más de 60 años con la instalación del primer enlace HVDC en Suecia la corriente continua y alterna conviven desde ese tiempo, teniendo la posibilidad de que los sistemas eléctricos se beneficien de las ventajas de cada tipo de tecnología.

Dado lo anterior, las interconexiones entre sistemas que en un principio se encuentran aislados eléctricamente y sin ninguna transferencia pueden conectarse de tres maneras posibles. La primera y más común es la interconexión en corriente alterna denominada interconexión sincrónica. La segunda posibilidad de interconexión, es la denominada interconexión asíncrona la cual involucra la construcción de un enlace HVDC, independiente de la tecnología de conversión, para el control de las transferencias. Por último, la interconexión híbrida que utiliza ambas tecnologías, HVDC y HVAC, para controlar los flujos por la interconexión y poder mantener el sincronismo. En la Figura 4-2 se esquematizan los tres tipos de interconexiones que se pueden realizar en los sistemas eléctricos, donde los sistemas A y B previo a la unión eléctrica se encuentran aisladas entre sí.

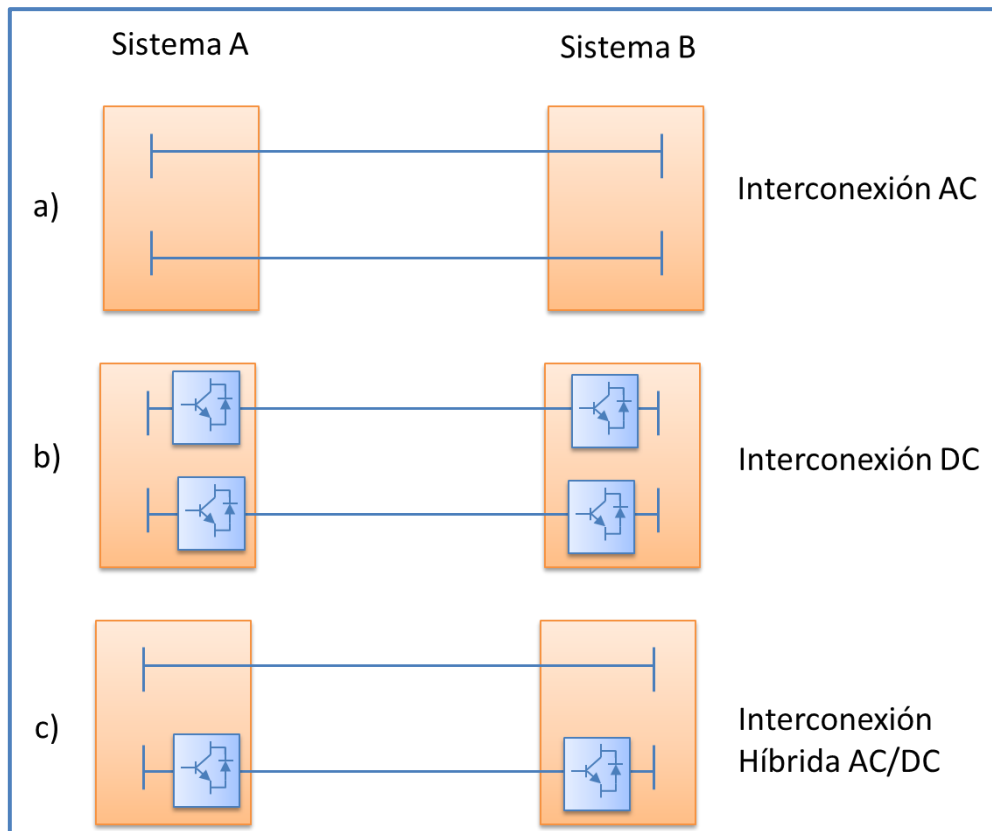


Figura 4-2 “Tipos de Interconexión: a) Síncrona, b) Asíncrona, c) Híbrida”

Las ventajas para la interconexión entre dos o más sistemas eléctricos que se han enumerado anteriormente, han sido utilizadas hasta la fecha para unir eléctricamente los sistemas que están previamente operando de manera aislada. Cada una de estas uniones eléctricas tiene ventajas y desventajas que se indican en los siguientes párrafos.

#### 4.2.1 Interconexiones sincrónicas

Para que dos o más sistemas eléctricos que operan de manera aislada puedan interconectarse de manera síncrona se debe cumplir que: todos los involucrados en su funcionamiento coordinado tengan la misma frecuencia de operación. A modo de ejemplo, el Sistema Interconectado del Norte Grande se encuentra interconectado con el SADI de Argentina siendo la frecuencia de ambos 50 Hz. Otro caso para ejemplificar este tipo de uniones eléctricas

es la futura unificación de los sistemas interconectados (Central y del Norte Grande) de Chile que debiese estar disponible en el año 2018.

Tal como se ha indicado anteriormente de las ventajas de las interconexiones, también existen desventajas para este tipo de uniones. Dentro de los perjuicios que conlleva las uniones eléctricas de dos sistemas se encuentran el Control de Flujo de Potencia, Estabilidad de Tensión, Oscilaciones de Potencia, Oscilaciones Inter-área y Oscilaciones Subsíncronas. En el caso de sistemas de transmisión para largas distancias las problemáticas que se pueden presentar son para el Control de Tensión, Control de Potencia Reactiva, Estabilidad en Régimen Permanente, Estabilidad Dinámica y Oscilaciones Subsíncronas [40].

Pese a lo expuesto anteriormente, las interconexiones de manera sincrónica son las más comunes en los Sistemas Eléctricos dado que son elementos pasivos y no requieren mayores medidas de control para operar. Para lograr mitigar los problemas expuestos anteriormente, los elementos FACTS han generado un mejoramiento en la respuesta tanto estática como dinámica de las uniones.

#### **4.2.2 Interconexiones asincrónicas**

Las conexiones eléctricas del tipo asíncronas se realizan principalmente en sistemas que poseen diferentes frecuencias de operación. Este tipo de uniones se realiza solamente en sistemas de corriente continua, dada una configuración back-to-back o punto a punto. Este proceso se basa en que las estaciones independizan la frecuencia entre un punto y otro, lo cual hace muy flexible la transferencia de potencia. Una desventaja de este tipo de interconexión es que la inercia de ambos sistemas no interactúa en el proceso de transferencia dado que el enlace HVDC independiza los fenómenos que pasan en el lado inversor AC y lo que acontece en el rectificador AC. Por lo anterior, el enlace funciona como filtro entre ambos sistemas y dependiendo del tipo de tecnología utilizada en el enlace pueden ser vistos como consumidor de reactivos en cualquier modo de operación o controladores de tensión de las estaciones convertoras.

A modo de ejemplo, este tipo de unión eléctrica fue utilizada en el año 2009 entre Arabia Saudita y los Emiratos Árabes Unidos, siendo que el primero su frecuencia de operación es de 60



Hz en cambio la segunda es de 50 Hz siendo el enlace diseñado para una transferencia de 1.800 MW [41]. Otro ejemplo interesante corresponde a sistema de generación que se encuentran muy aislados entre su punto de interconexión con el sistema a alimentar y su propio punto de inyección. Este caso corresponde al sistema que se planteó en desarrollar en la zona de Aysen para el proyecto HidroAysen del conglomerado entre Endesa y Colbún, que pretendía construir una central en esa zona de aproximadamente 2.400 MW y que recorrería aproximadamente 2.000 km [11].

### 4.2.3 Interconexiones híbridas

El tercer tipo de interconexión corresponde al sistema híbrido, el cual consiste principalmente de la interacción entre las tecnologías HVAC y HVDC en el mismo sistema. Para que este tipo de unión eléctrica prospere el sistema en su completitud debe tener una única frecuencia eléctrica de funcionamiento, lo cual permite mantener las ventajas de ambas tecnologías. Tales son los casos de mantener el aumento de la inercia del sistema que redundaría en una mejor respuesta de frecuencia y la controlabilidad que entrega el enlace HVDC para los flujos que circulan por el sistema. Este tipo de interconexiones es estudiado en [7] para demostrar la controlabilidad de los flujos de líneas AC en paralelo con enlaces HVDC.

Los mayores beneficios en este tipo de soluciones es que el enlace HVDC puede soportar la operación del sistema AC en falla, la confiabilidad del sistema (dada su controlabilidad), amortiguamiento de oscilaciones y control de flujos, permitiendo que no se produzcan congestiones en el sistema de transmisión [11][12][30][40][42]. Una buena posibilidad de este tipo de interconexiones corresponde a conexiones del tipo continental dado que cada país funcionaría como un sistema y entre los países se podrían unir para beneficiarse mutuamente. En el caso de utilizar HVDC o HVAC estos enlaces se utilizarían para intercambiar potencia entre ambos sistemas. En el caso de transmisiones de grandes bloques de potencia a largas distancias la solución más factible es el sistema HVDC punto a punto dado que la conexión del inversor sería en un punto de alta demanda. El HVDC al mismo tiempo puede aumentar la robustez de las interconexiones para evitar posibles problemas de estabilidad dinámica, los cuales existen en grandes interconexiones [40].

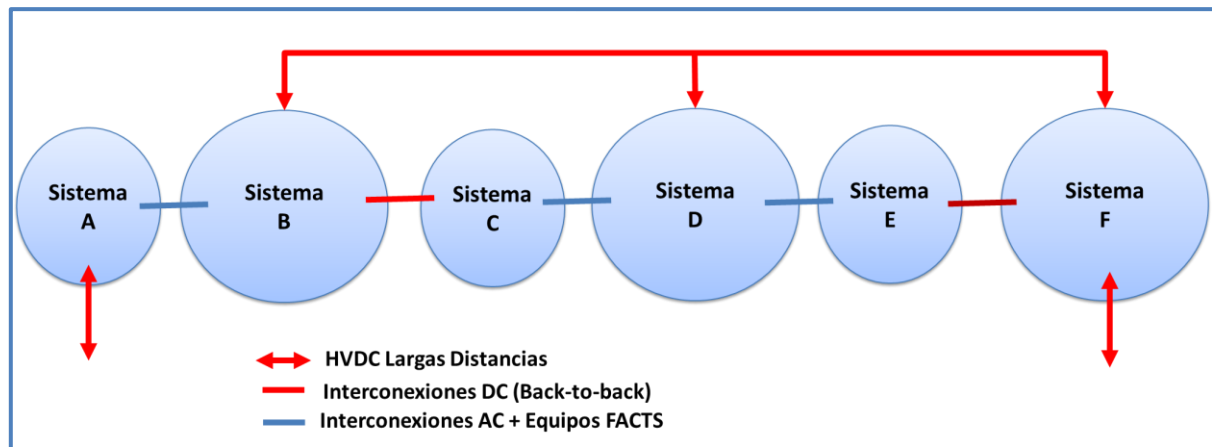


Figura 4-3 “Interconexión Híbrida en grandes sistemas eléctricos”

La solución de interconexión híbrida ofrece la mejor posibilidad para largos sistemas interconectados, tal como en un futura gran red Sudamericana. En el caso de redes eléctricas interconectadas, constituidos por un número de pequeños sistemas, la configuración de acuerdo a la Figura 4-3 es técnicamente y económicamente la mejor solución, en conexiones en HVAC o HVDC entre áreas contiguas de diferentes sistemas para permitir el intercambio de potencia entre esas regiones.

El comportamiento de los links HVAC son adicionalmente mejorados por medio de la instalación de elementos FACTS. La transmisión de grandes montos de potencia para largas distancias es realizada con sistemas HVDC directamente entre punto de inyección y el punto de demanda. Tal como se ha indicado en capítulos anteriores, HVDC para largas distancias y grandes bloques de potencia es sustancialmente más económica que las líneas HVAC principalmente por la no circulación por el link de potencia reactiva. Los sistemas HVDC pueden al mismo tiempo mejorar la robustez de la interconexión sincrónica evitando posibles problemas a nivel dinámico, los cuales se pueden presentar por configuraciones complejas de las redes. Con este tipo de interconexión las limitaciones técnicas para el tamaño del link cuando se está utilizando la configuración mostrada en la Figura 4-3 están sujetas a llevar potencias sobre los 12.000 MW y más de 3.000 km de distancia tal como es el caso del link Changji-Guquan en China.

Tal como se ha indicado anteriormente sobre las ventajas de interconectarse entre sistemas, los países latinoamericanos han llevado esta novedosa solución a la realidad. La mayoría de los países limítrofes tienen al menos un enlace que une los sistemas eléctricos de cada país. En la Tabla 4-1 se enumeran los distintos enlaces que se encuentran construidos actualmente en América Latina. Desde la tabla anterior, se observa que la mayor cantidad de enlaces son en corriente alterna y solamente dos actuales conexiones son en HVDC [43].

Tabla 4-1 "Interconexiones en Latino América"

Nombre	Identificador	Capacidad de Transmisión [MVA]	Tensión Nominal [KV]	Tecnología	Condición Operativa
Chile-Argentina	ICx01	717.07	345	HVAC	No Activa
Perú-Ecuador	ICx02	332	230	HVAC	Operativa
Ecuador-Colombia	ICx03	332	230	HVAC	Operativa
Colombia-Venezuela	ICx04	100	230	HVAC	Operativa
Paraguay-Brasil	ICx05	50	220	HVAC	Operativa
Panamá-Costa Rica	ICx06	300	230	HVAC	Operativa
Costa Rica-Nicaragua	ICx07	300	230	HVAC	Operativa
Nicaragua-Honduras	ICx08	300	230	HVAC	Operativa
Honduras-El Salvador	ICx09	300	230	HVAC	Operativa
El Salvador-Guatemala	ICx10	300	230	HVAC	Operativa
Honduras-Guatemala	ICx11	300	230	HVAC	Operativa
Guatemala-México	ICx12	200	400	HVAC	Operativa
Argentina-Brasil	ICx13	2000/2200	500	HVDC	Operativa
Paraguay-Argentina	ICx14	3200	500/220	HVAC	Operativa
Argentina-Uruguay	ICx15	1890	500	HVAC	Operativa
Argentina-Uruguay (2° enlace)	ICx16	1386	500	HVAC	Operativa
Paraguay-Brasil (2° enlace)	ICx17	14000	500/220	HVAC	Operativa
Brasil-Uruguay	ICx18	70	230/150	HVDC	Operativa
Brasil-Uruguay (2° enlace)	ICx19	500	500	HVDC	Plan de Expansión Oficial
Colombia-Venezuela (2° enlace)	ICx20	100	230	HVAC	Operativa
Venezuela-Brasil	ICx21	200	230	HVAC	Operativa
Belize-México	ICx22	50	115	HVAC	Operativa

De la tabla anterior, se desprende que la mayoría de los países limítrofes tienen por filosofía el intercambio de potencia dadas las ventajas comparativas de tener un sistema interconectado por aspectos técnicos y económicos. En la Figura 4-4 se localizan en un mapa regional cada una de los enlaces que se muestra en Tabla 4-1. Del análisis de los datos entregados, Brasil al ser un país con tanto territorio y recurso es el que posee mayor cantidad enlaces, siendo Colombia, Paraguay y Argentina los que exportan/importan potencia con este país. El Cono Sur de América se puede calificar como una gran red híbrida dada las características de los enlaces, y por ende resulta más compleja la coordinación de cada uno de los sistemas por separado.



Figura 4-4 "Representación geográfica de las interconexiones de Latinoamérica"[43]

En el futuro de Chile, se han proyectado al menos dos nuevas interconexiones con otros países limítrofes. La primera de ellas es con Perú; siendo que ambos países poseen distinta

frecuencia la única posibilidad para que este se lleve a cabo es en HVDC, con características que se proyectan de 1.500 MW en 500 kV. La segunda posibilidad de interconexión es con Bolivia en HVAC, siendo que ambos sistemas sus frecuencias de operación son 50 Hz. Dada las proyecciones de exportación/importación del enlace (340 MW) y la distancia entre el enlace proyectado (489 km) la opción indicada es la más factible [43].

### 4.3. Tipos de sistemas eléctricos y sus tamaños

Hasta el momento hemos hablado de los tipos de enlaces que se han utilizado en las interconexiones de las redes, sin embargo también es importante describir las conexiones de líneas así como las unidades de generación. La importancia de los generadores viene dado que son los que entregan la inercia y potencia del sistema que a su vez indican la robustez del sistema en términos de la frecuencia y los niveles de cortocircuito respectivamente. La incorporación de la electrónica de potencia en los sistemas también ha implicado que estos dispositivos entreguen la posibilidad de emular el comportamiento de los generadores a través de modos de control. Este es el caso de inercia sintética que se emula en parques eólicos [44].

En la actualidad a pesar de la gran incorporación de las energías renovables no convencionales como solar, eólicas, geotermia, entre otras, las energías convencionales han sido las que permanecen abasteciendo la demanda de cada sistema.

Las energías convencionales provienen de la generación hidráulica y térmica, siendo la primera constituida por las centrales de embalses y de pasada, mientras tanto que las segunda las centrales que su insumo primario son las de gas, carbón, diesel o nuclear. En Sudamérica la configuración de cada parque de generación depende directamente de cada país y los recursos disponibles que tenga cada país. En el caso de Chile, el Sistema Interconectado Central está compuesto por energías convencionales y ERNC siendo preponderante las primeras. En el detalle de las potencias instaladas cerca de 8.200 MW corresponden a tecnología Térmica, 6.600 MW de tecnología Hidráulica y 3.000 MW de tecnología ERNC<sup>3</sup>.

---

<sup>3</sup> Datos [www.cdecsic.cl](http://www.cdecsic.cl)

En el caso de las redes sudamericanas, las instalaciones de generación de cada uno de los países tienen distintas naturalezas debido principalmente a los recursos que posea cada país. En la Tabla 4-2 [43], se resumen las capacidades instaladas por tecnologías en los países del cono Sur de América siendo el sistemas con mayor potencia instalada de Brasil y la menor Uruguay. En el caso de Paraguay se observa que casi toda la potencia instalada proviene de la tecnología hidráulica y que Chile es el país que posee la mayor penetración de ERNC.

Tabla 4-2 "Capacidad instalada en MW por país"

Tecnología	Argentina	Bolivia	Brasil	Chile <sup>4</sup>	Colombia	Ecuador	Paraguay	Perú	Uruguay	Venezuela
Hidráulica	11.108	2.516	80.528	6.426	9.875	2.265	8.800	3.171	1.538	14.622
ERNC	212	0	2.005	1.602	18	125	0	127	311	0
Térmica	20.829	4.832	21.578	11.764	4.515	3.108	25	4.517	1.272	13.022
Otros	0	0	687	18	149	0	0	0	0	0
<b>Total</b>	<b>32.149</b>	<b>7.348</b>	<b>104.798</b>	<b>19.810</b>	<b>14.557</b>	<b>5.498</b>	<b>8.825</b>	<b>7.815</b>	<b>3.121</b>	<b>27.644</b>

En la Tabla 4-3 se observan las participaciones de cada una de las tecnologías de generación para analizar de mejor manera de por qué se configuran de esta manera cada sistema. En el caso de Argentina y Bolivia, sus sistemas se basan principalmente en generación térmica dado principalmente por sus grandes recursos de hidrocarburos. Por otro lado, Brasil, Paraguay y Colombia su matriz de generación se basa principalmente en recursos hídricos que son altamente explotados en esos países. Por último, Chile posee una gran dependencia de los productos fósiles debido principalmente por la matriz que posee el SING que es casi 100% térmico y el SIC se encuentra balanceado entre térmico e hidráulico.

Tabla 4-3 "Participación de cada tecnología por país"

Tecnología	Argentina	Bolivia	Brasil	Chile	Colombia	Ecuador	Paraguay	Perú	Uruguay	Venezuela
Hidráulica	34.6%	34.2%	76.8%	32.4%	67.8%	41.2%	99.7%	40.6%	49.3%	52.9%
ERNC	0.7%	0.0%	1.9%	8.1%	0.1%	2.3%	0.0%	1.6%	10.0%	0.0%
Térmica	64.8%	65.8%	20.6%	59.4%	31.0%	56.5%	0.3%	57.8%	40.8%	47.1%
Otros	0.0%	0.0%	0.7%	0.1%	1.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%

<sup>4</sup> Considera SIC y SING

Para el caso de las respuestas dinámicas de los sistemas, depende también de qué tipo de parque generación es el que tiene cada sistema. En el caso de sistema donde predomina la generación hidráulica son muy buenas sus respuestas dinámicas dado que los controladores son más rápidos (porque solo tienen procesos hidráulicos), en cambio los centrales térmicas tienen una respuesta más bien lenta caracterizado por la transferencia de calor, por lo cual no son buenas para el control de frecuencia [7].

#### 4.4. Resumen

En capítulo presente se han mostrado las distintas posibilidades de interconexiones entre sistemas eléctricos y sus ventajas comparativas en funcionar aisladamente. Para el primer tópico, la conexión sincrónica ha sido la más utilizada dado que es solo un elemento pasivo y no genera controles adicionales. La inclusión de la tecnología HVDC ha generado que interconexiones asíncronas o híbridas estén en crecimiento en el mundo por las posibilidades de transmitir grandes bloques de potencia y la controlabilidad de los flujos. En el caso del segundo tópico, los beneficios que trae el interconectarse entre sistemas vienen desde el punto de vista técnico: la respuesta en frecuencia, confiabilidad y seguridad; y desde el punto de vista económico por los precios competitivos y mayores actores en los mercados.

También en este capítulo se describió la situación de los países de América Latina, en particular el Cono Sur, el cual posee distintos tipos de tecnologías que interactúan entre ellas. La gran red de interconexiones entre los países se puede clasificar como una “red híbrida” dado que las tecnologías HVAC y HVDC se encuentran presente en las interconexiones entre países limítrofes. Por último, los grandes potenciales en cada país, en particular Chile, van a impulsar que las interconexiones entre países se más imperiosa para obtener los beneficios que involucra en estar conectados en una gran red eléctrica.

# Capítulo 5 : Metodología, Modelos y Simulaciones

---

## 5.1.Introducción

En este capítulo se mostrará la metodología propuesta para abordar los estudios dinámicos de interconexiones regionales, basados en la experiencia de que mientras más extensos son los modelos, es mayor el tiempo requerido para simular y obtener análisis correctos de las variables a estudiar. Esta metodología trata de dar respuesta a la necesidad de entender los fenómenos desde su concepción y cuáles son los elementos importantes que participan para identificar las posibles medidas de mitigación.

De acuerdo a lo expuesto en los capítulos anteriores y teniendo presente lo que se desea mostrar de las virtudes de los enlaces HVDC-VSC en la estabilidad de sistemas eléctricos, se debe establecer un sistema de prueba que logre representar las características importantes de la estabilidad y así poder extrapolarlo en un sistema real. Es de real importancia determinar el modelo de prueba que se utilizará y cuáles son las simplificaciones utilizadas para poder adaptarlas a un sistema real.

## 5.2.Metodología propuesta

La estabilidad en SEP es una problemática que abarca una gran cantidad de elementos a considerar dentro de las cuales la más importante es la ventana temporal de estudio, dado que se encuentran distintas dificultades en el modelamiento de las componentes como también la carga computacional de las simulaciones. Adicionalmente, la estabilidad se encuentra estrechamente ligada con la flexibilidad que actualmente los SEP deben poseer por la alta incorporación de fuentes de generación variable lo que hace que su control necesariamente posea una adecuación más rápida en el tiempo.



Dado lo anterior, el sistema en su conjunto debe permitir cambios bruscos de inyección/disminución de potencia variable, cambios de demanda, congestiones de líneas, entre otros manteniendo la estabilidad del conjunto. Por consiguiente, la flexibilidad es un atributo adicional que los SEP deben incorporar para lograr la inserción de nuevas tecnologías que hagan que el sistema sea económicamente más barato pero sin la pérdida de seguridad en la operación.

En la Figura 5-1 se ilustra los fenómenos dinámicos básicos que se pueden encontrar en los SEP en la ventana temporal que se visualiza dicha respuesta del sistema. Moviéndose en la figura desde izquierda a la derecha, la fenomenología se mueve el SEP desde el comportamiento del sistema RLC del sistema de transmisión, los enrollados de armadura y amortiguadores del rotor, luego a través del rotor de la turbina del generador hasta que finalmente la caldera de turbinas térmicas entra en operación sus actuadores.

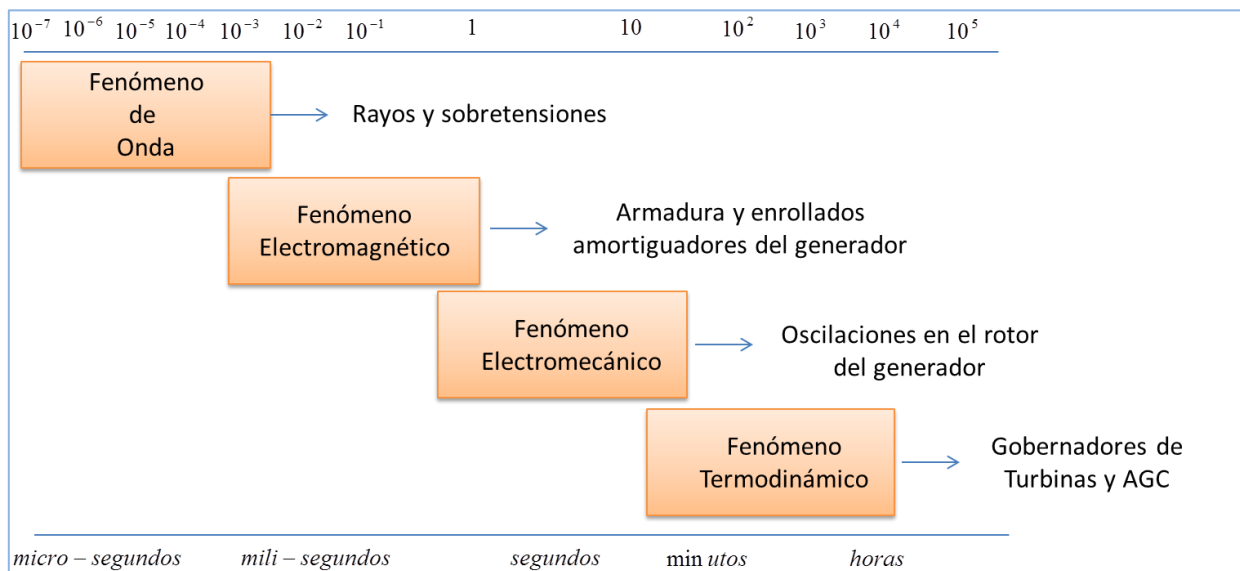


Figura 5-1 “Ventana temporal de los fenómenos dinámicos básicos en Sistemas Eléctricos de Potencia” [6]

En virtud de lo expuesto anteriormente, se puede realizar un proceso secuencial de cómo abordar la problemática dinámica del sistema tal como se muestra en la Figura 5-2. Cada una de las 5 estaciones muestra los elementos principales que se deben tener en consideración para obtener una buena representación del SEP y observar la respuesta del sistema.

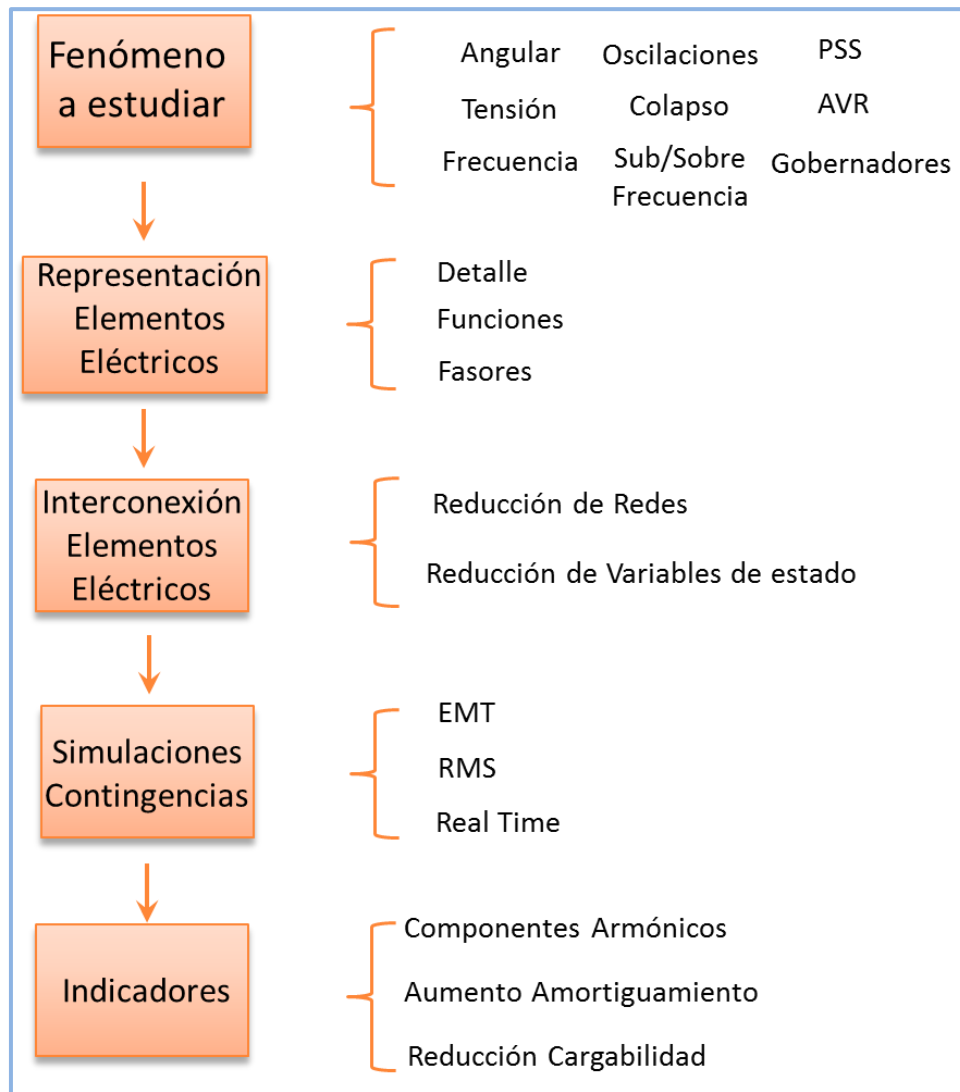


Figura 5-2 "Metodología propuesta para estudios dinámicos"

En primer lugar, la estación *Fenómenos a estudiar* corresponde a distinguir dentro de los comportamientos eléctricos que se produce en los SEP, el más relevante a estudiar. Una vez definido el foco de los estudios se puede determinar las variables de estado del sistema en que se enfocará el estudio, así como también los sistemas de control. En este contexto, las variables de estados que se encuentran en los SEP son: el ángulo, la tensión, y la frecuencia, siendo para estas variables sus controladores los PSS, los AVR, y los gobernadores, respectivamente.

En segundo lugar, la estación *Representación Elementos Eléctricos* corresponde a determinar el nivel de exactitud de la modelación del componente eléctrico, una vez ya definida la ventana temporal en la cual se desarrollará el estudio del fenómeno eléctrico. El nivel de

prolijidad que se menciona anteriormente debe mantener la respuesta dinámica del dispositivo que se desea modelar. La modelación de cada uno de los equipos que se desean incorporar al sistema de estudio debe ser consistente con cada uno de los elementos ya existentes en el SEP y que la respuesta en conjunto represente de manera fidedigna el fenómeno a estudiar.

En el caso de esta tesis se puede distinguir que existen tres maneras de representación que son: en detalle, en funciones, y en fasores. En el primero, corresponde a las ecuaciones diferenciales y/o algebraicas que representan a dicha componente, por otro lado el segundo es determinar una función de entrada/salida que represente la dinámica del sistema o el proceso de transformación necesaria como el caso de los modelos promediados de los sistemas de electrónica de potencia, y por último la representación fasorial que corresponde a determinar una modelación del tipo módulo y ángulo de las tensiones y corrientes del elemento que se utiliza en los flujos de potencia con su respectiva dinámica en la misma representación.

En tercer lugar, la estación denominada *Interconexión Elementos Eléctrico* que consiste en establecer que todos los elementos que estarán sujetos al estudio deben ser representados en la misma ventana temporal para lograr capturar la dinámica de cada uno de los elementos que se han unidos eléctricamente. En esta etapa se debe tener en mente lo explicado e ilustrado en la Figura 5-2. En otras palabras, esta estación corresponde a determinar cómo los distintos elementos eléctricos se conectan e interactúan entre ellos siendo de la misma naturaleza o que su respuesta no sea relevante para el fenómeno que se encuentra bajo estudio.

Dentro de esta línea se encuentra la reducción de redes que puede partir desde agrupar líneas lo que implicaría el reducir la matriz de admitancia y/o reducir el número de generadores manteniendo la respuesta dinámica del conjunto a través técnicas de agrupación de elementos eléctricos. Adicionalmente, se puede obtener la representación del sistema en sus variables de estado analizando cuales variables se pueden omitir y/o reducir número necesario de estas para representar el comportamiento de los elementos que interactúan.

En cuarto lugar, se encuentra la estación **Simulaciones Contingencias** que corresponde a la etapa en la cual a través de la ayuda de software especializado se observan de manera gráfica el comportamiento del conjunto de elementos eléctricos modelados. En esta instancia se recomienda modificar la sintonización de controladores considerando que la topología del sistema ha sido alterada. Adicionalmente en esta estación se pueden sugerir incorporaciones de elementos de línea, controladores, cambio de conexiones de barras, etc. Por último, esta estación genera los posibles escenarios de contingencias en los cuales el sistema debe comportarse de manera estable pre y post falla. En este sentido, la perturbación consiste en un evento probable (corto circuitos, desconexiones de generación, demanda, líneas entre otros) en el sistema y éste debe evolucionar en el tiempo de manera estable dependiendo de los indicadores que en el párrafo siguiente se describirá.

Por último y no por ello menos importante, para el análisis de las simulaciones se requiere la estación **Indicadores** de comportamiento del sistema para determinar el buen desempeño de las medidas de control que se realizan para mantener el sistema estable. En esta instancia, el SEP debe comportarse de manera segura en todo instante de la simulación y para determinar que ante las contingencias definidas sea confiable, se deben analizar los indicadores de estabilidad. Los indicadores o índices de desempeño de estabilidad consideran un valor referencial de comportamiento de acuerdo a estudios previos, tal es el caso del coeficiente de amortiguamiento de las oscilaciones electromecánicas que consideran que al menos se debe tener un 5% en este índice para tener un buen comportamiento en este ítem. En el caso contrario de que de acuerdo a los indicadores el sistema se vuelva inestable, las medidas de mitigación tendrán que incorporarse en la estación **Representación Elementos Eléctricos**, en donde se deben agregar nuevos dispositivos eléctricos o de control que ayuden a mejorar el comportamiento del sistema, dentro de estos se encuentra los enlaces HVDC-VSC que pueden mejorar la estabilidad de tensión dada su naturaleza de fuentes de tensión.

Como se ha indicado anteriormente, la flexibilidad y la estabilidad están estrechamente relacionadas por lo cual la metodología antes mencionada tiene validez para cualquier medida de aumento de flexibilidad del SEP para la incorporación de energías variables tal como la eólica.

Por consiguiente, cualquier modificación en la estación *Representación Elementos Eléctricos* que altera algún parámetro que permita mayor flexibilidad al sistema puede ser medida dicha modificación con los índices de desempeño. A modo de ejemplo, a las unidades térmicas se les ha solicitado a nivel mundial que deben tener mayor capacidad de toma/baja de carga que las que tienen por diseño. Estas modificaciones requieren no solo inversión sino también modificación a los modelos que representan dicha unidad, por lo cual toda alteración del modelo podrá ser incorporada y probada de acuerdo a la metodología propuesta.

### 5.3. Modelo Ilustrativo

En general, los modelos ilustrativos son representaciones simplificadas de sistema eléctricos de gran envergadura sin embargo son capaces de capturar la dinámica compleja de un conjunto de elementos altamente no lineales. Esas simplificaciones permiten entender el fenómeno que trae consigo la interacción entre cada uno de estos elementos lo cual conlleva a que las medidas correctivas sean evidentes frente a estos tipos de sistemas.

Para poder implementar o utilizar algunos de los modelos académicos presentes en la literatura, primero se definió que el software eléctrico a utilizar sería DigSilent Power Factory. La decisión de realizar las validaciones fueron principalmente dos razones: la primera es que el programa es utilizado ampliamente en el sector eléctrico chileno y otros países de Sudamérica, y la segunda la existencia de modelos disponibles en la literatura tal como se indica en [45] en particular el enlace HVDC-VSC. Adicionalmente, en este tipo de herramienta computacional se encuentran sistemas altamente complejos, tanto en sus componentes eléctricas como en sus controladores por lo cual se pueden realizar las simulaciones de sistemas reales los cuales son extremadamente complicados de analizar de manera analítica.

Tal como se ha indicado anteriormente, se ha utilizado un sistema de prueba del tipo académico que se encuentra en [45] Este sistema se visualiza en la Figura 5-3, en donde se observa que en el lado izquierdo del convertidor se encuentra el inversor y por el otro lado el rectificador. Por el lado inversor, se encuentra modelado un sistema alterno con diferentes etapas de transformación de tensión, simulando una sola unidad de generación semejante a una

reducción de redes. Por el lado rectificador, se encuentra un parque eólico conectado directamente a través de un reactor serie al lado de la estación convertora.

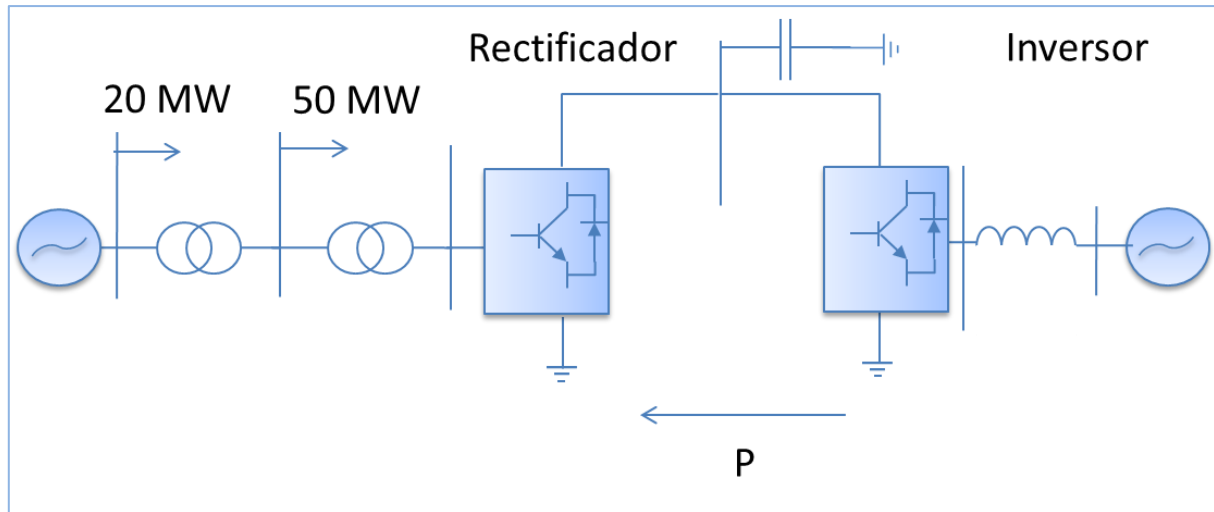


Figura 5-3 "Enlace HVDC-VSC topología Back-To-Back ilustrativo"

Para el enlace HVDC-VSC anteriormente descrito, se encuentra modelado cada uno de los bloques de control asociados para el correcto funcionamiento de este dispositivo electrónico de alta potencia. En la Figura 5-4 se detalla el control exterior del enlace, en donde se pueden observar las estaciones convertoras (inversor y rectificador), los PLL de cada una de las estaciones, el control Tensión AC y Potencia Activa del rectificador, el control Tensión DC y Potencia Reactiva, Protecciones, Simulador de Inercia Sintética, y cada uno de las variables de alimentación del control como lo son las Potencias y Tensiones de las variables de estado del sistema.

Tal como se indicó en el párrafo anterior, existe la emulación de la Inercia Sintética (Hidden Inertia) que en [44][45] indica el propósito de este que consiste en demostrar que los parques eólicos pueden participar en el control primario de frecuencia. Es por lo anterior, que tanto el elemento Speed Measurement que censa la velocidad del parque eólico y el MPPT que determina la potencia que debe tener el parque eólico para mantener un margen de reserva para poder participar en control de frecuencia son parte de la entrada del Hidden Inertia.

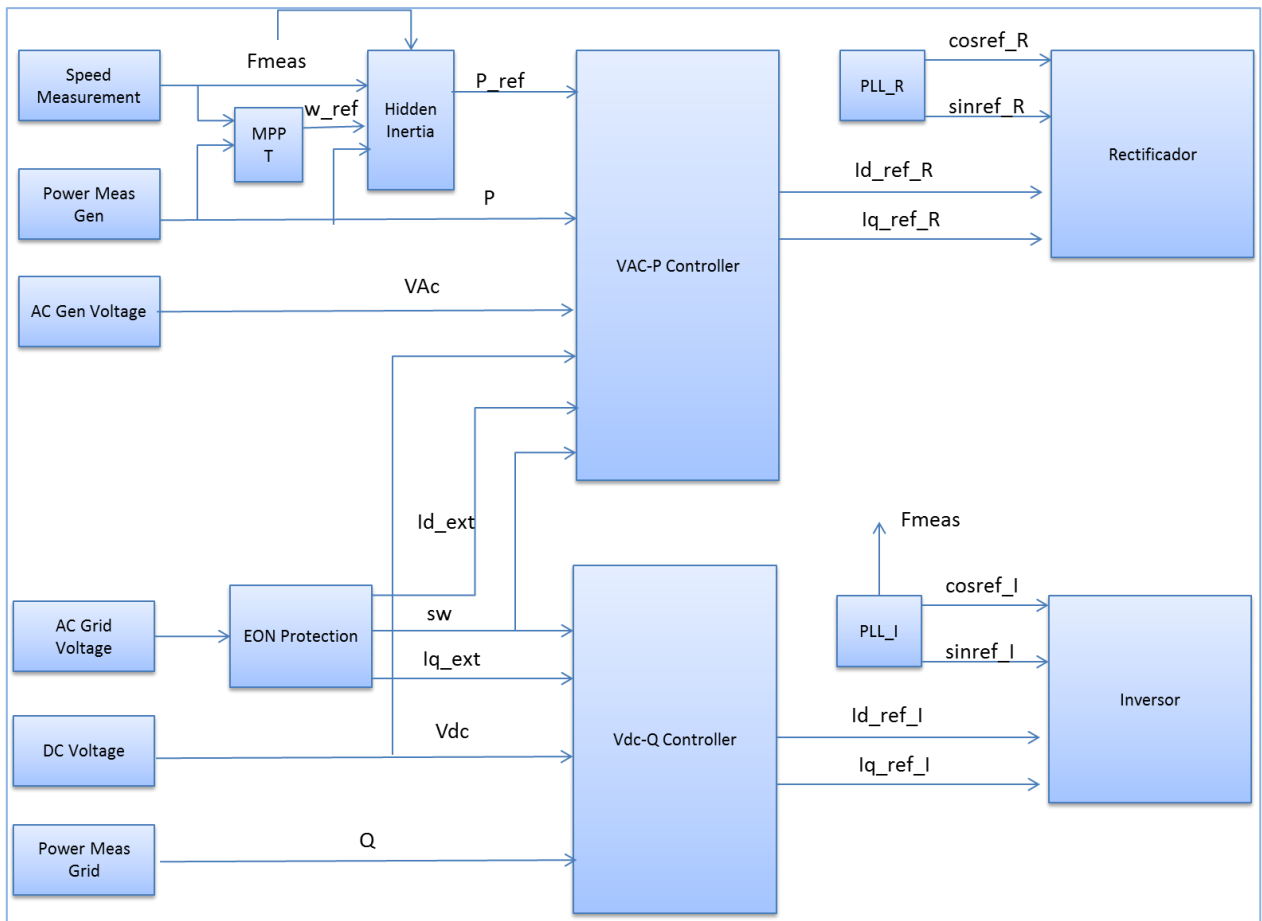


Figura 5-4 "Control HVDC-VSC en DigSilent"

Dentro del control maestro de cada estación convertora del enlace HVDC-VSC son importante los controladores que se encargan de vigilar el correcto funcionamiento de cada una de las estaciones convertoras. En este sentido, en cada una de los extremos del enlace existen 4 variables de libertad y cada una de ellas debe controlar dos de ellas. En la Figura 5-5 se presenta el controlador del Rectificador el cual controla la Potencia Activa del enlace y la Tensión AC de una de las barras de la Subestación, que en este caso es la barra que se encuentra detrás del reactor en serie.

Como el bloque controlador está en plano d-q, la Potencia Activa está siendo controlada con la corriente en eje directo y la tensión AC con la corriente en eje cuadratura. En el caso de la

Potencia, existe dos bucles que están en siendo utilizados para controlar esa variable. El primer bucle, se hace cargo de llevar el error de Potencia a cero a través de un controlador PI limitado, el cual a su vez está sujeto a que las protecciones del enlace que lo anula en caso de tensiones a cero. El segundo bucle, tiene un control PI de llevar la tensión del bus DC que a pesar que no es parte de este controlador si es importante en la filosofía de llevar la Potencia Activa a los niveles que se desea.

Por último, la salida de los dos bucles se comparan y se deja la corriente en eje directo mayor para realizar el control de la Potencia Activa. Para controlar la tensión AC, por otro lado, se realiza a través de la corriente de cuadratura y esto se observa en la Figura 5-5 en la parte inferior. En ese bucle, se lleva el error entre la referencia y la medida de la barra AC que se encuentra monitoreando, esto se lleva a través de un controlador PI limitador tal como se observa en la figura antes mencionada. En definitiva, tanto las corrientes de ejes de cuadratura y directo que son las entradas al rectificador son limitados a la capacidad de la estación conversora.



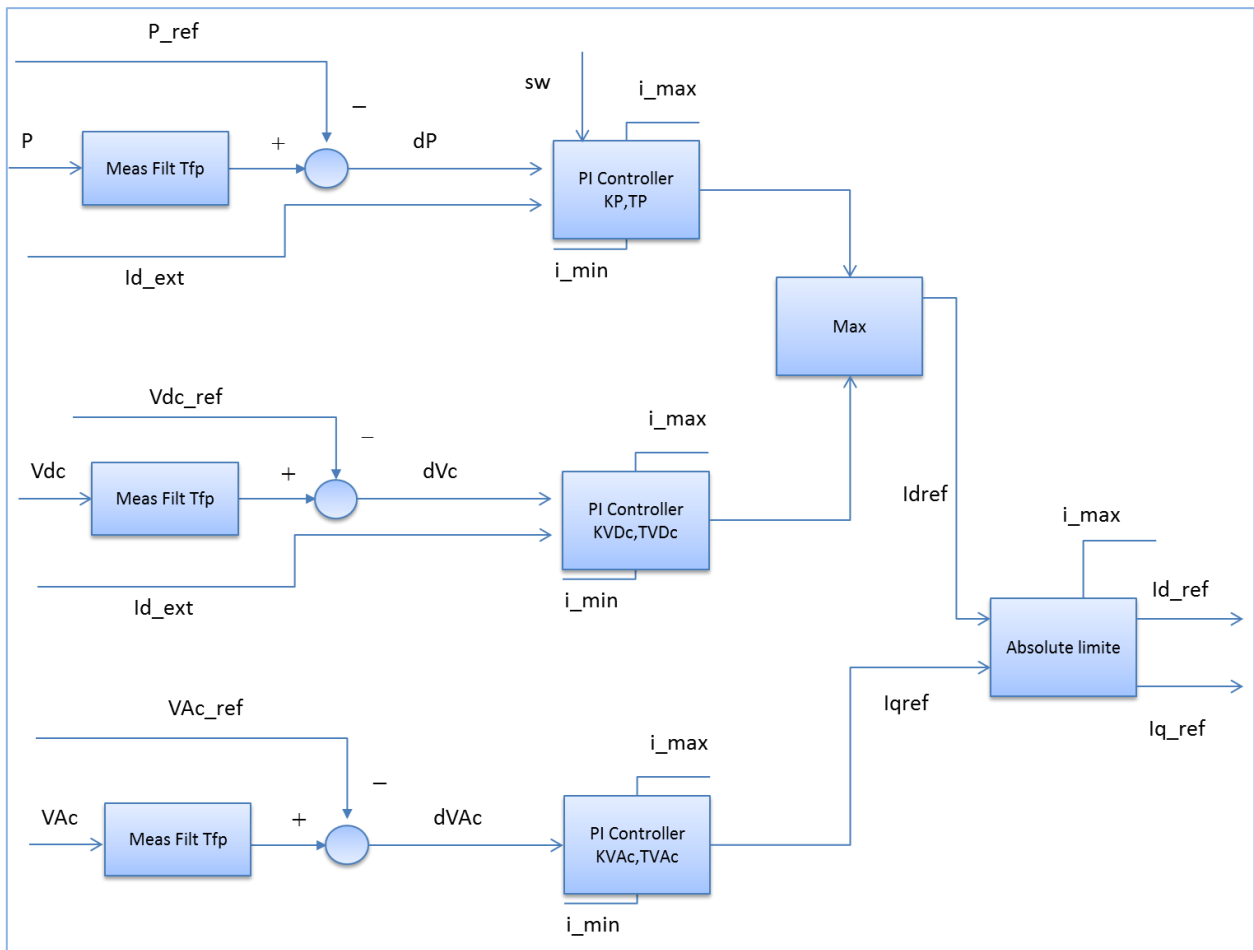


Figura 5-5 "Control VAC - P del Rectificador"

Por otro lado, en la Figura 5-6 se detalla el control Tensión continua del enlace y la Potencia Reactiva que se inyecta o consume a la red AC en la estación inversora. Tal como se indicó anteriormente, la corriente en eje directo controla la parte activa del controlador y la de eje en cuadratura monitorea la parte de tensión que en este tipo de control es la potencia reactiva. El bucle del eje directo en este control se encuentra en la figura anterior en su parte inferior, en este caso lo que controla es la tensión del bus DC del enlace a través de llevar el error a cero entre la referencia de la tensión DC y la variable medida de la barra continua mediante un control PI limitado.

En el caso de bucle de eje en cuadratura, que se encuentra en la parte superior de la Figura 5-6, tiene dos bucles que se preocupan tanto en régimen permanente como en el caso de fallas. En

el caso del régimen permanente, el control PI limitado se preocupa de llevar la potencia reactiva asignada que debe aportar la estación convertora siendo siempre limitado al mayor aporte de potencia reactiva que puede inyectar. Para el caso de fallas, existe un interruptor que selecciona entre la corriente que se calcula en el bucle anterior y la corriente máxima que puede inyectar la estación inversora para ayudar a recuperar la tensión de funcionamiento en el lado AC.

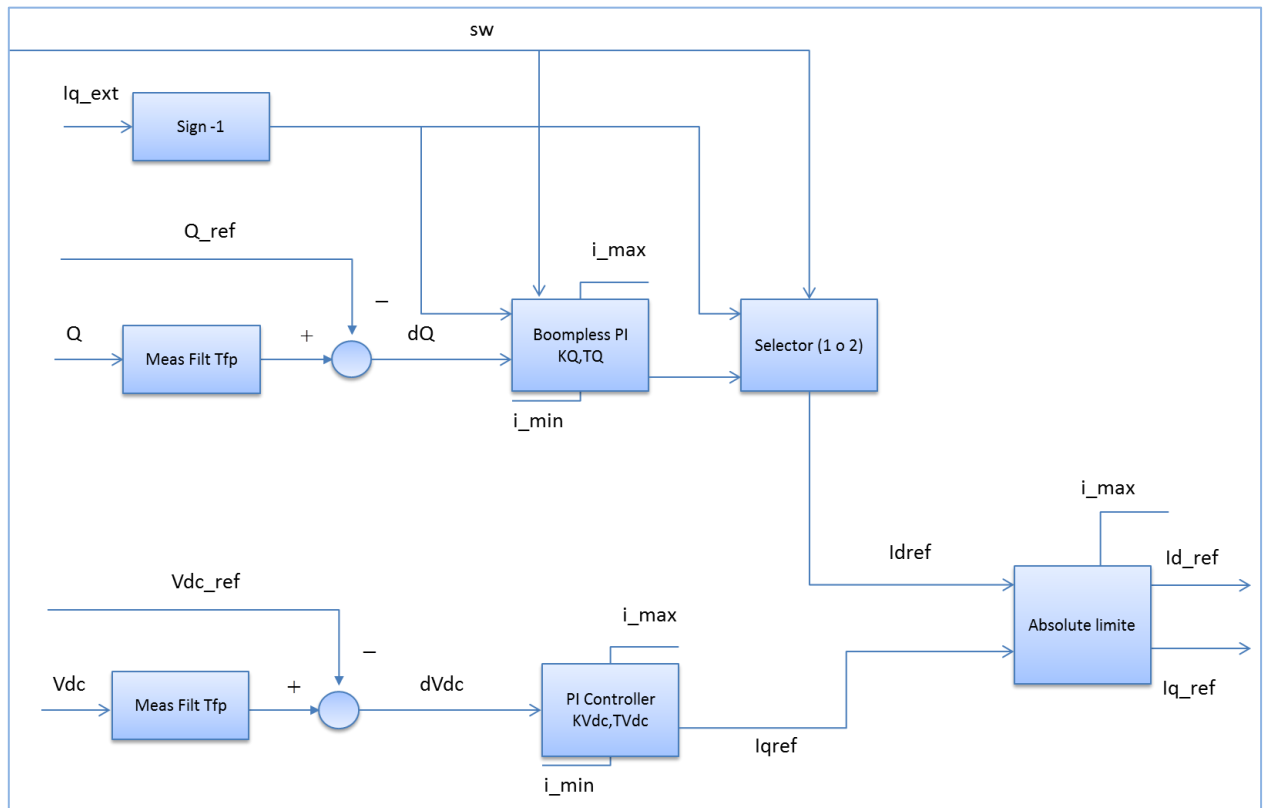


Figura 5-6 "Controlador VDC - Q en el Inversor"

El control interno de corriente de eje directo y de cuadratura del enlace HVDC-VSC de acuerdo a la referencia técnica de DigSilent es la que se indica en la Figura 5-7, en la cual se ilustra que es un bucle con un bloque proporcional integral de parámetros  $K_d$  y  $T_d$  para el eje directo, y de  $K_q$  y  $T_q$  para el eje en cuadratura.

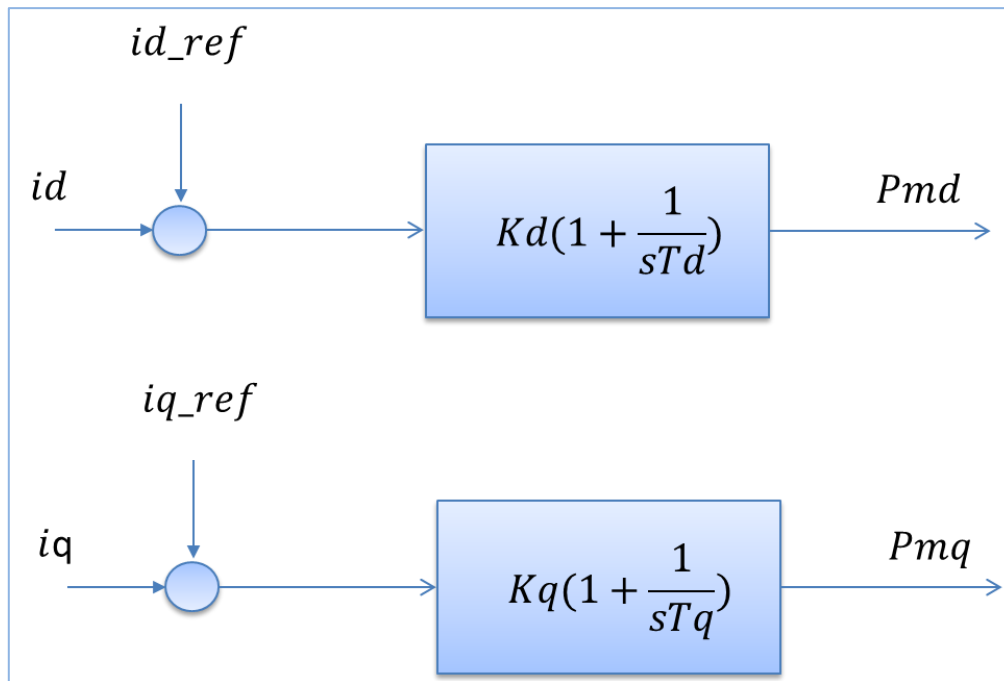


Figura 5-7 "Control interno de corriente en eje directo y cuadratura, modelo DigSilent"

Para lograr sintonizar o establecer cuáles son los parámetros a utilizar en las simulaciones se debe ingresar al elemento PWM, inversor o rectificador, y en la pestaña de simulación RMS es posible ingresar los valores para sintonizar los controladores. En la Figura 5-8 se ilustra la forma en que se ingresa los parámetros de sintonización del bucle interno de las corrientes. También es posible observar en la figura que se asume que ambos controladores tienen los mismos tiempos de integración como así parámetro proporcional del controlador.

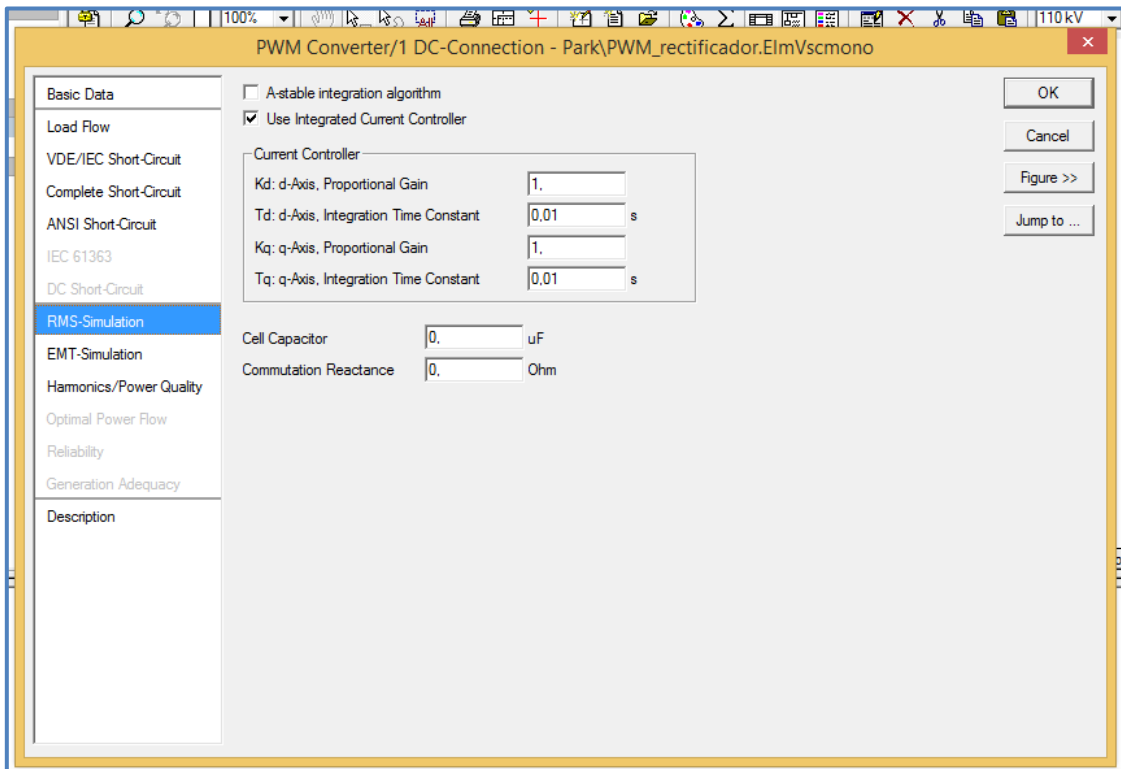


Figura 5-8 "Sintonización del controlador interno de eje directo y cuadratura para el enlace HVDC-VSC"

## Modificaciones al modelo ilustrativo

Tal como se ha indicado anteriormente, esta tesis se encuentra enmarcada principalmente en los beneficios de la transmisión en Corriente Continua de Alta Tensión por ello la configuración Back-To-Back será modificada para obtener la configuración necesaria para obtener la disposición deseada. En la Figura 5-9, se ilustra la modificación al sistema académico en donde se ha incorporado entre las estaciones conversoras una línea DC para representar la transmisión en corriente continua.

Además se ha incorporado un transformador elevador detrás del reactor en serie para representar la red que se encuentra conectado el enlace. Así también, se ha incluido un generador sincrónico en el lado rectificador para modelar la dinámica de una red eléctrica que ha sido reducida para los estudios pertinentes.

Por último, se ha modelado una línea en paralelo al enlace HVDC-VSC para poder interconectar ambos extremos del sistema de prueba, esto para ver el comportamiento del enlace

dentro de un sistema para visualizar su dinamismo y para mostrar de mejor manera las cualidades en la respuesta dinámica del sistema. Esto último se debe principalmente a que el control que se pretende incorporar es para amortiguar oscilaciones de un SEP, y en la configuración Back-To-Back no se presenta dicho fenómeno dado que el sistema DC funciona como filtro para ambos lados.

Adicionalmente a lo anterior, al enlace HVDC se le ha incorporado un control suplementario que ayude a amortiguar las oscilaciones electromecánicas que son naturales en los sistemas eléctricos. Existen diversas formas de abordar el problema de la mitigación de las oscilaciones electromecánicas. Una señal de entrada comúnmente utilizada para el bloque de control por modulación de potencia es la frecuencia de una de las barras AC de los extremos del enlace o bien su diferencia de frecuencias [46]. Otras propuestas, y la que será implementada en esta tesis para mostrar la amortiguación del modo interárea, será la señal de potencia oscilatoria proveniente de una línea de transmisión cercana a una de las barras AC del extremo receptor la que será utilizada [47][48]. Tal como se indicó anteriormente, la existencia de la línea en paralelo produce la posibilidad de emular las oscilaciones interarea, fenómeno que se presenta en todos los SEP teniendo una conexión de línea AC.

En la Figura 5-10 se ilustra el control suplementario del enlace HVDC-VSC correspondiente a un bloque de adelanto y atraso de fase más un filtro pasa altos denominado Filtro Washout. El bloque de adelanto y atraso cumple la funcionalidad de producir una señal en contrafase a la señal de entrada, correspondiente a la potencia oscilatoria de la línea que se quiere mitigar. En el caso del Filtro Washout, corresponde a un filtro pasa altos y tiene como objetivo el eliminar la componente continua de la señal de entrada, para lo cual su constante de tiempos es elevada generalmente de 10 segundos.

El control suplementario propuesto tiene la estructura de bloque equivalente a un PSS que es utilizado en las máquinas sincrónicas para amortiguar oscilaciones con constantes de tiempos bastantes grandes comparadas con los enlaces HVDC-VSC, los cuales por sus tiempos de encendido y apagado de los IGBT son mucho menores a los tiempos de ese tipo en las máquinas. Esta estructura de control es parte de los aportes que entrega esta tesis dado que tanto el Control

de SEP como la tecnología HVDC-VSC son campos actuales de alto impacto en la comunidad eléctrica.

Para lograr excitar los modos de oscilación se procedido a generar un cambio de la demanda para cambiar el flujo de carga que se presenta en el sistema. Este escalón de demanda, provocará que exista una transferencia mayor por la línea de manera instantánea pero los controladores comenzaran a actuar hasta lograr estabilizar las transferencias para llegar a un nuevo punto estable.

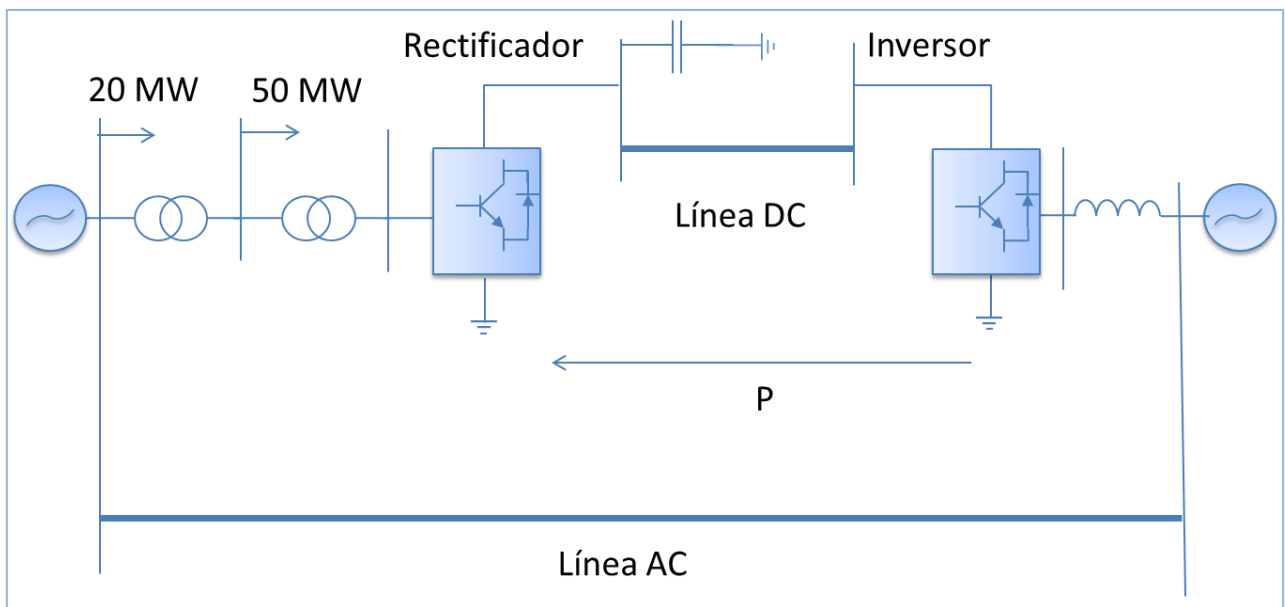


Figura 5-9 "Configuración de línea de transmisión HVDC-VSC"

En la Figura 5-11 se observa la respuesta la línea AC del sistema propuesto en la Figura 5-9. En línea de azul rojo, se ilustra el comportamiento del enlace sin control suplementario y la respuesta del sistema AC más línea. En esta configuración, se observa que el sistema es oscilatorio de segundo orden amortiguado, característica de cualquier sistema eléctrico. La manera de obtener este tipo de comportamiento fue excitando los modos de oscilación a través de un cambio de escalón de la demanda que se ubica en el lado inversor del enlace HVDC-VSC. La oscilación de potencia que se presenta en la línea sin el control suplementario se logra amortiguar completamente pasados los 5 segundos simulación.

En la misma Figura 5-11 se ha incluido la respuesta del sistema incorporando el control suplementario indicado en la Figura 5-10 en donde se observa que este bloque mitiga la amplitud de oscilaciones de potencia por la línea como así la frecuencia de oscilación, demostrado en la respuesta de color rojo. Esta respuesta, significativamente mejor en comportamiento permite liberar la amortiguación de oscilación a los generadores permitiendo que estos no tengan que operar con holguras para poder entregar o reducir potencia para generar la oscilación en contra fase.

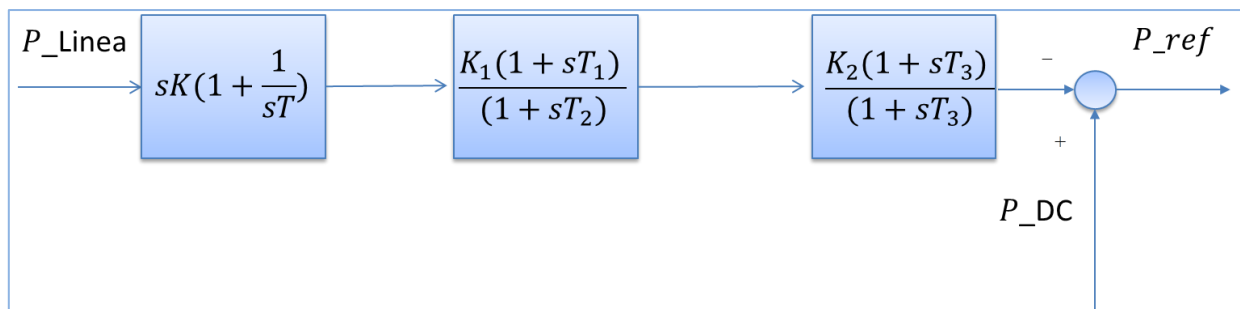


Figura 5-10 "Control Suplementario en el HVDC-VSC para el control de Oscilaciones de Potencia"

Tal como se ha indicado anteriormente, la incorporación de un control suplementario al enlace HVDC-VSC genera una mejor respuesta dinámica del sistema dado que mitiga rápidamente las oscilaciones que se provocan de manera natural en los sistemas eléctricos. Esto último se debe a que la transmisión HVDC puede cambiar su consigna de potencia muy rápido teniendo una modulación muy rápida de su salida, lo cual genera que puede arbitrar independientemente su consigna de potencia de salida repercutiendo en una redistribución de flujos a través de la red. La importancia de este beneficio que entrega los enlaces HVDC-VSC dentro de la red son los efectos de que los generadores sincrónicos no se encuentran expuestos por mucho tiempo a torques oscilantes. Adicionalmente, analizando el coeficiente de amortiguamiento en el caso sin control el sistema tiene un 8% en este indicador, en cambio para el caso con control suplementario posee un 9% lo cual indica un aumento en la estabilidad del sistema. La diferencia de flujos por la línea AC se debe a que en el caso del enlace sin control suplementario, este no cambia su consigna de potencia activa por lo cual todo el flujo se encuentra en la AC. Por el contrario, en el caso de línea DC con control suplementario parte de la transferencia a la carga es enviada por el enlace pero modulando la transferencia por la línea DC.

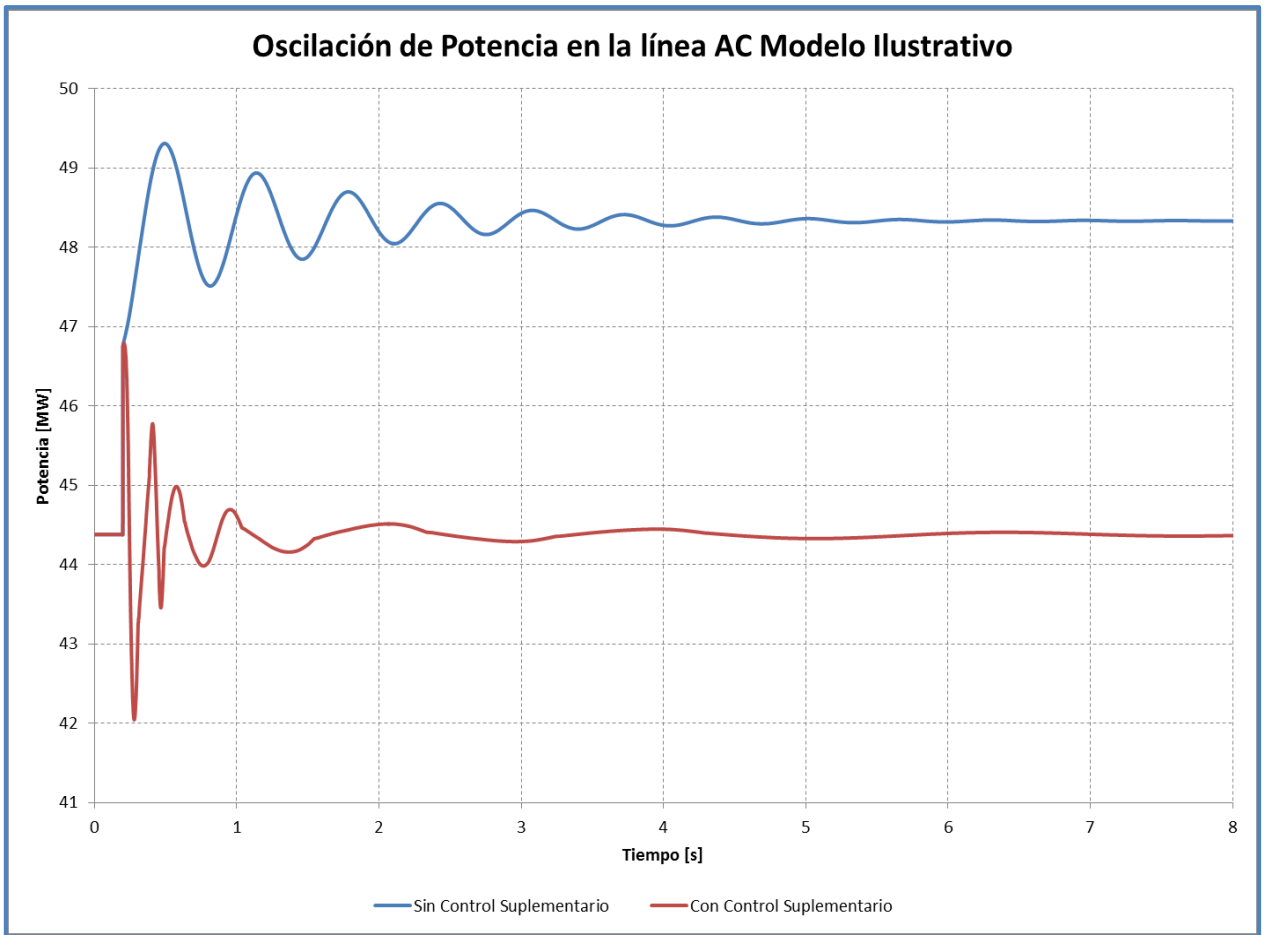


Figura 5-11 "Comportamiento del sistema sin y con Control Suplementario en el HVDC-VSC"



Para complementar el análisis sistémico, al modelo antes mencionado se ha modificado su topología en particular se ha modificado el enlace HVDC-VSC por una línea AC para ver la dinámica del sistema. En la Figura 5-12 se observa la respuesta superpuesta de las 3 configuraciones indicadas, donde se puede observar que la respuesta del modelo con HVDC-VSC y el control activado posee una mejor respuesta que el sistema completamente AC. Por consiguiente el aumento de flexibilidad de red se demuestra que incorporando enlaces HVDC-VSC con control suplementario genera una mejor respuesta dinámica al sistema.

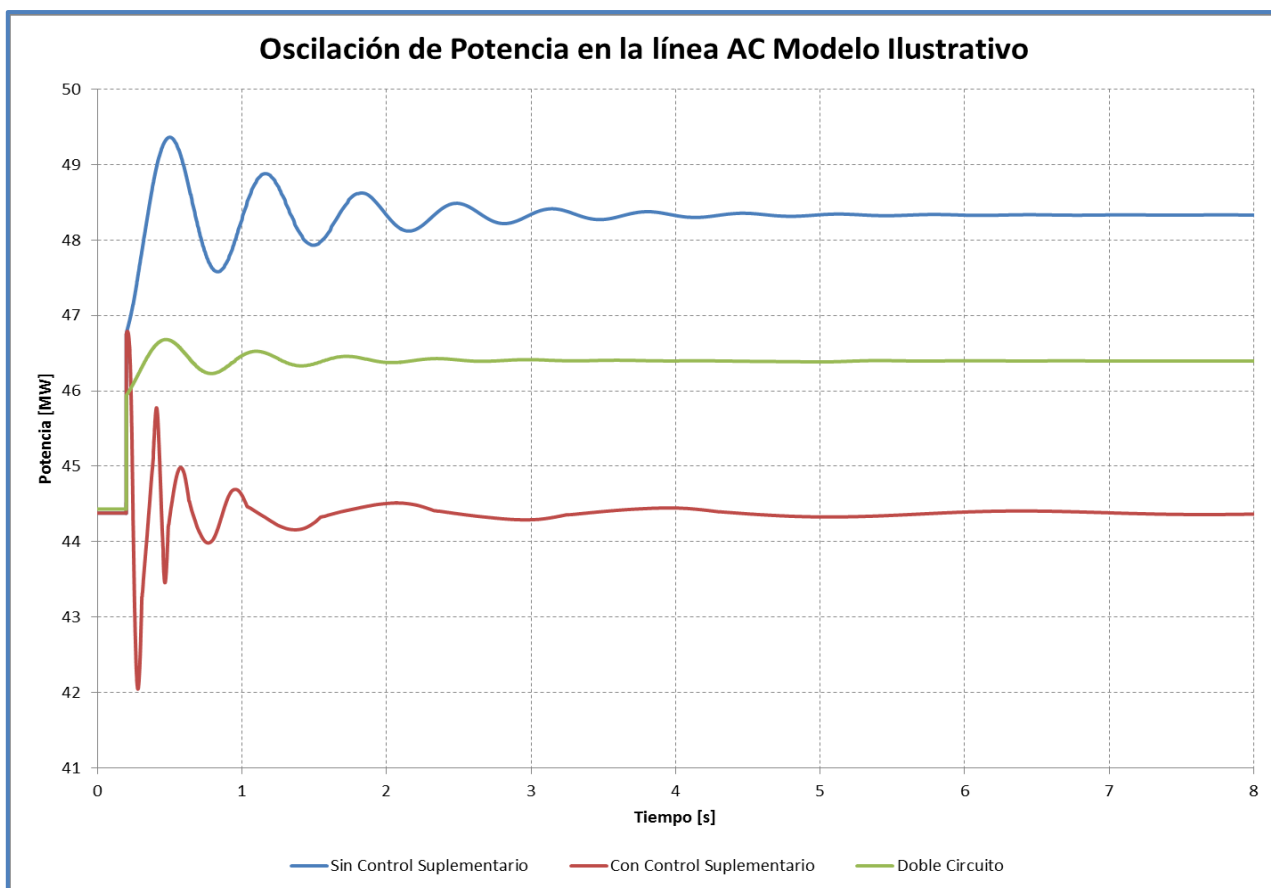


Figura 5-12 " Comportamiento del sistema sin y con Control Suplementario en el HVDC-VSC , y el sistema Sin HVDC y doble circuito AC"

En la Figura 5-13 se ilustra la respuesta de la potencia en la línea del enlace HVDC-VSC tanto con el control suplementario (rojo) como si él (azul). En esta figura representa el efecto que se logra obtener implementado el bloque adicional de control que modula la potencia que circula

por enlace en contrafase de la línea de transmisión que está controlando, generando un amortiguamiento a 1 segundo de comenzada la perturbación. En este sentido, la oscilación es completamente atenuada en menos tiempo y con ayuda del enlace dado que cambio su consigna de potencia. El enlace de 150 MVA está siendo modificada su consigna en menos de 5% de su capacidad total y manteniendo la holgura de seguir siendo despachado más allá de la potencia a la cual se estabiliza. Dado que la variable de salida del control es la variación de Potencia de Potencia Activa del enlace HVDC-VSC este debe cambiar su consigna de potencia para lograr amortiguar la oscilación y parte de la variación de flujo es absorbida por la línea

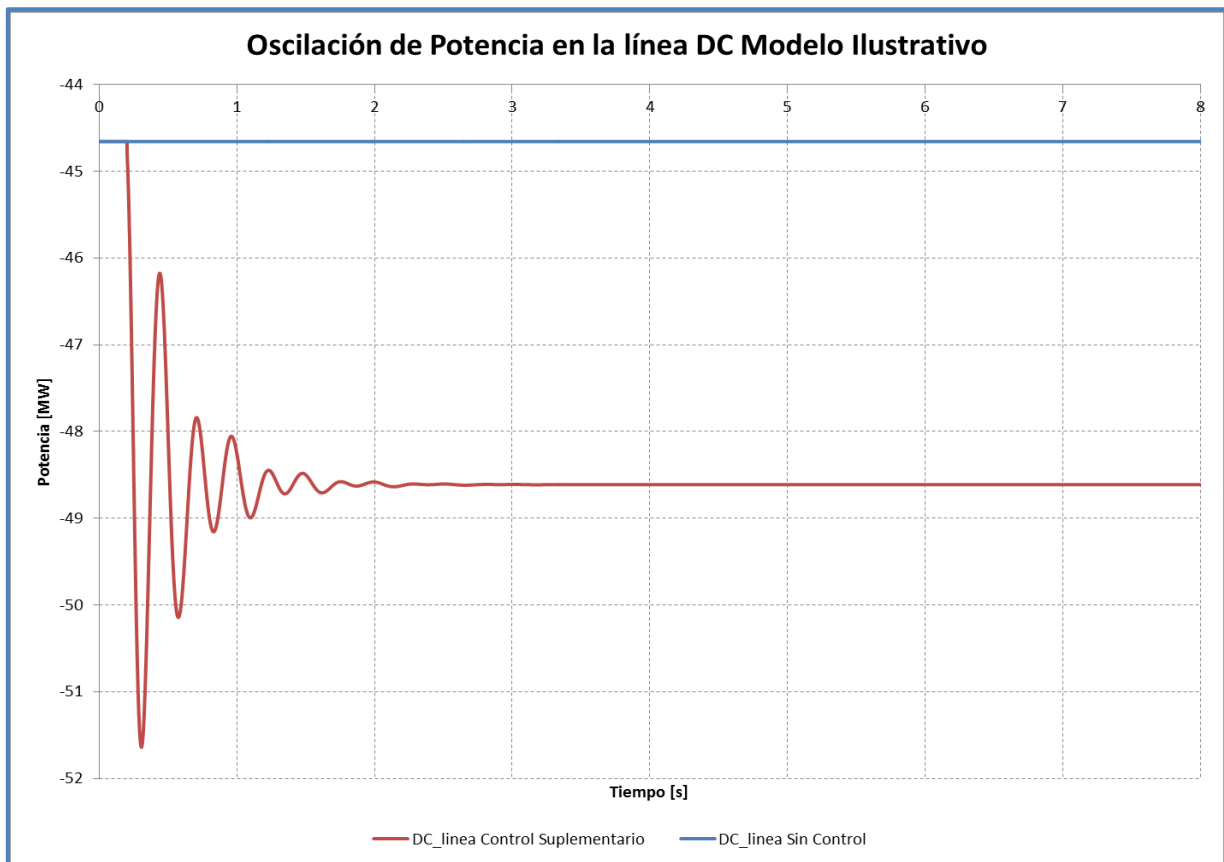


Figura 5-13 "Comportamiento del enlace HVDC-VSC, Potencia Activa en Modelo Académico"

En la Figura 5-14 se observa la perturbación en la tensión del HVDC-VSC en un par de ciclos de oscilación electromecánica siendo estabilizada cerca de los 2 segundos de transcurrida la perturbación. Posterior a la llegada a régimen permanente, la tensión llega al mismo punto de

operación pre-contingencia por lo cual el despacho de la línea solo ha modificado su corriente de circulación lo cual permite concluir que i) existe una redistribución de corrientes sin perturbar la variable tensión y ii) que modificando la corriente que circula por el enlace bastaría para lograr amortiguar la oscilación que existe en la línea AC paralela manteniendo la tensión de manera indemne o constante. A pesar de que se observa una oscilación en la figura, este cambio de consigna varía en menos del 0,1% por lo cual es insignificante frente al cambio de consigna en la potencia.

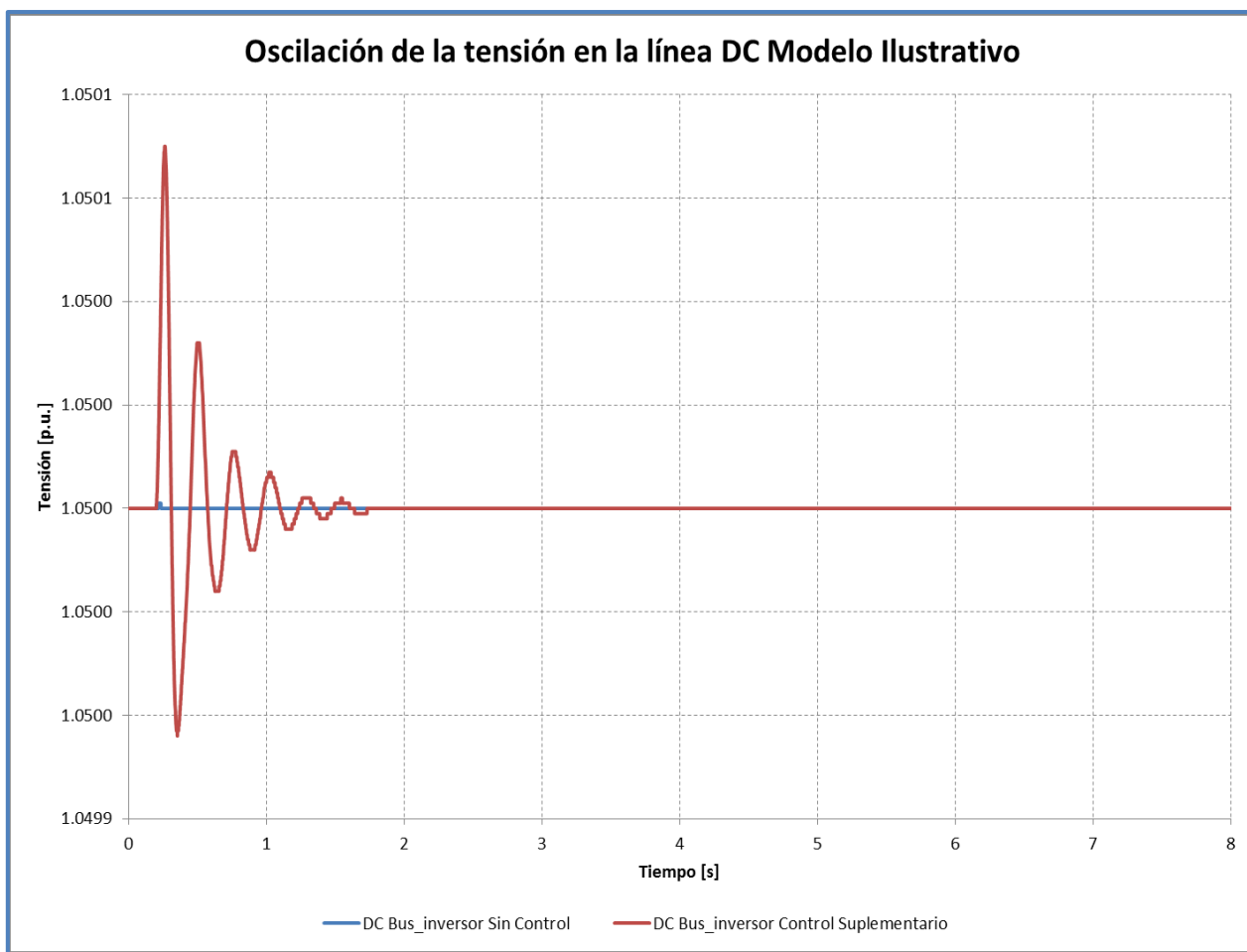


Figura 5-14 "Comportamiento del enlace HVDC-VSC, Tensión DC en Modelo Académico"

En la Tabla 5-1 se sintetiza la metodología propuesta en esta tesis para el modelo propuesto en esta sección. Para este caso, la incorporación del enlace HVDC-VSC se ha incorporado en función de su modelo de promedios con sus respectivos controles para poder

simular su comportamiento dinámico. Por último, el indicador para poder determinar si las medidas de mitigación han sido fructíferas ha sido el coeficiente de amortiguamiento que se ha modificado desde un 8% a un 9%.

Tabla 5-1 "Resumen de la metodología propuesta en Sistema Académico"

Concepto	Comentario
<b>Fenómeno a estudiar</b>	Oscilación electromecánica
<b>Representación Elementos Eléctricos</b>	Enlace Modelos Promediados, Máquinas sincrónicas modelos RMS, línea AC modelo PI concentrado
<b>Interconexión Elementos Eléctricos</b>	Representación máquinas Sincrónicas reducción de redes.
<b>Simulaciones/Contingencia</b>	Aumento de carga tipo escalón
<b>Indicadores</b>	Coefficiente de amortiguamiento

#### 5.4. Sistema interconectado Central (SIC) - Chile

En esta sección, se analizará la respuesta dinámica del enlace HVDC-VSC en un sistema que actualmente se encuentra en operación. El sistema elegido para probar las ventajas dinámicas de los enlaces es el Sistema Interconectado Central ("SIC") de Chile utilizando la metodología de variable de entrada al control suplementarios del HVDC-VSC de una línea que presenta oscilaciones y que se ha implementado en la sección anterior de acuerdo a [47][48]. La decisión de utilizar este sistema (en lugar de otras opciones) antes otros ha sido la ventaja comparativa del conocimiento del sistema eléctrico chileno por parte del autor y la posibilidad de obtener de la base DigSilent del modelo dada la apertura de la información por parte del organismo coordinador.

Cabe mencionar que el Sistema Eléctrico Chileno no posee líneas de transmisión en corriente continua de ninguna naturaleza, LCC o VSC. En cambio sí se posee algunas tecnologías de electrónica de potencia asociadas a transmisión como los son equipos FACTS tales como STATCOM y SVC ubicados en barras relevantes del sistema.

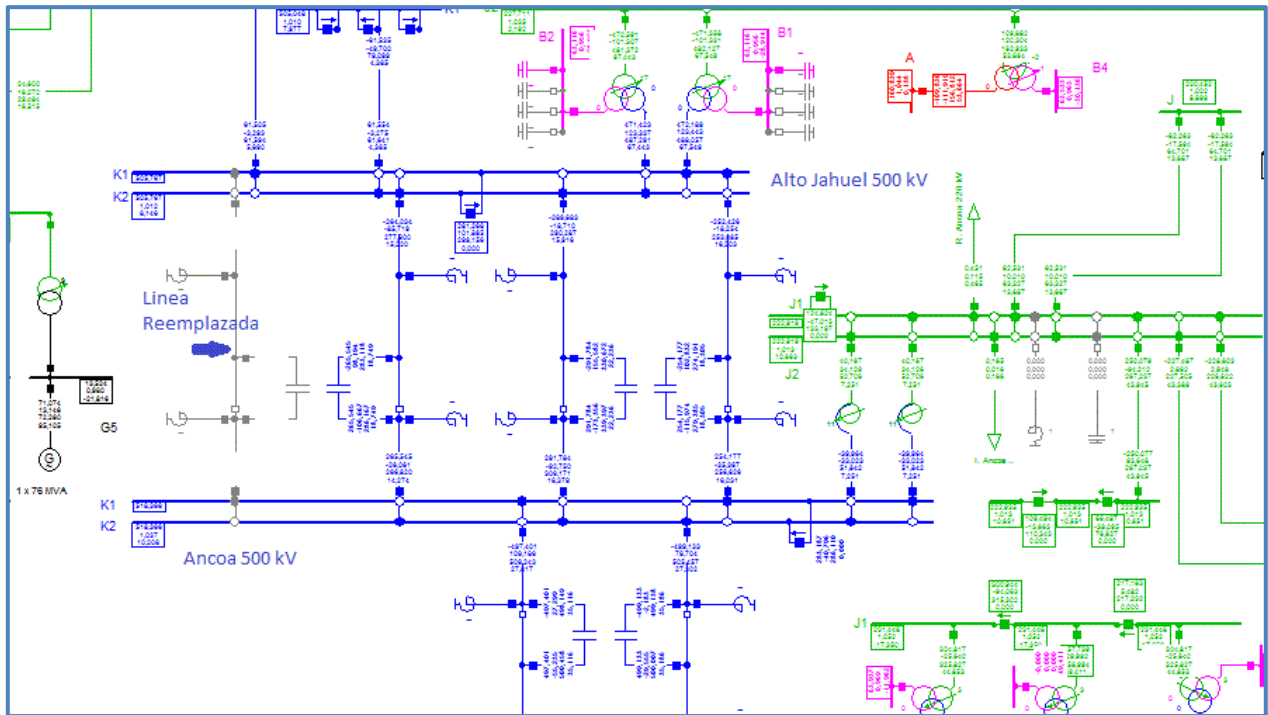


Figura 5-15 "Configuración del SIC sin el circuito a reemplazar"

La metodología que se ha utilizado para intervenir la base DigSilent del SIC ha sido analizar el sistema de transmisión identificando las líneas AC con mayores transferencias hasta la fecha. Así también obtener de ese conjunto de líneas que poseen más de un circuito para lograr reemplazar uno de ellos por el enlace HVDC-VSC con el sistema de control suplementario. Esto se debe principalmente a que la oscilación que se quiere mitigar es la oscilación de no de los circuito<sup>5</sup> y para lograrlo se modifica uno solo de ellos<sup>6</sup>.

Con esta metodología aplicada al sistema SIC se ha adoptado modificar el corredor de 500 kV Ancoa – Alto Jahuel, modificando un circuito AC por uno DC dado que las oscilaciones en ésta línea son importantes. La importancia de esta línea de trasmisión se debe a que dicha línea une un gran centro de generación al Sur de Ancoa con el centro de carga del sistema, la ciudad de Santiago. Adicionalmente, las oscilaciones de potencia se deben principalmente a que al sur del centro de carga se encuentran emplazadas máquinas del tipo hidráulicas de embalse, mientras que al norte del centro de carga se encuentran instaladas centrales térmicas a gas y a carbón. En

<sup>5</sup> El flujo por el otro circuito debe oscilar de la misma manera dado que son equivalentes.

<sup>6</sup> Esta tesis demuestra los beneficios técnicos de los enlaces HVDC-VSC y no los beneficios económicos de hacer una línea HVDC por una línea de doble circuito.

particular se ha observado que los gobernadores de la maquinas térmicas tienen influencias en las oscilaciones en torno a los 0.5 Hz y las centrales que están controlando constantemente las oscilaciones de potencia son las unidades hidráulicas, por lo cual es aquí donde se produce la interacción entre ambas tecnologías [49].

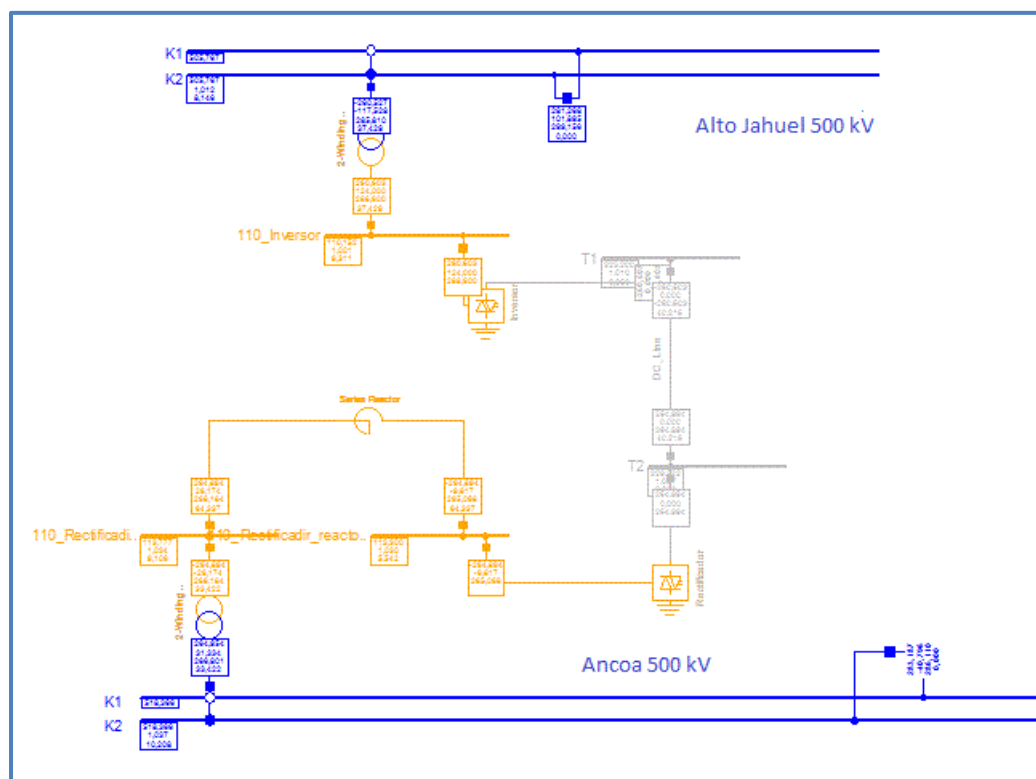


Figura 5-16 "Configuración del HVDC-VSC entre Alto Jahuel 500 kV y Ancoa 500 kV"

En la Figura 5-15 se ilustra la topología de la zona de estudio la cual consiste en el sistema de 500 kV entre Alto Jahuel y Ancoa. La línea de transmisión que se indica que es reemplazada por el HVDC-VSC para demostrar las potencialidades que tiene este tipo de transmisión controlando los flujos la línea contigua. En la Figura 5-16 se observa la configuración que se ha implementado en DigSilent para reemplazar la línea existente por el enlace HVDC-VSC, este tiene desde el punto de vista técnico todos los componentes asociados a la configuración de transmisión como así los controladores que se describieron en el apartado anterior. La sintonización del control suplementario como así de los demás parámetros de control ha sido incorporada a través de una metodología heurística.

La metodología para probar la respuesta dinámica del SIC ha sido la adoptada en el sistema académico, es decir generar un aumento de carga en el lado inversor y obtener la respuesta de la oscilación de potencia en la línea contigua al HVDC. En este caso, el aumento de carga se ha realizado en el centro de carga del sistema SIC es decir en Santiago (Carga Lo Boza). Se ha visualizado los casos solo con líneas AC entre Ancoa 500 kV y Alto Jahuel 500 kV y el caso de que una de las líneas de ese corredor sea modificada por una línea HVDC-VSC. Para lograr determinar si la respuesta dinámica es mejorada por la transmisión en continua se han llevado las transferencias a valores cercanos entre los escenarios de transmisión antes descritos. Es decir, en el caso topología SIC sin HVDC-VSC se tenía que por cada circuito circulaban 260 MW de potencia y para el caso de la modificación de uno de los circuitos por la línea HVDC-VSC, el circuito y la línea permiten la circulación de la misma potencia. Con lo anterior se logra partir desde un mismo punto de transferencia en la línea que se está controlando la oscilación.

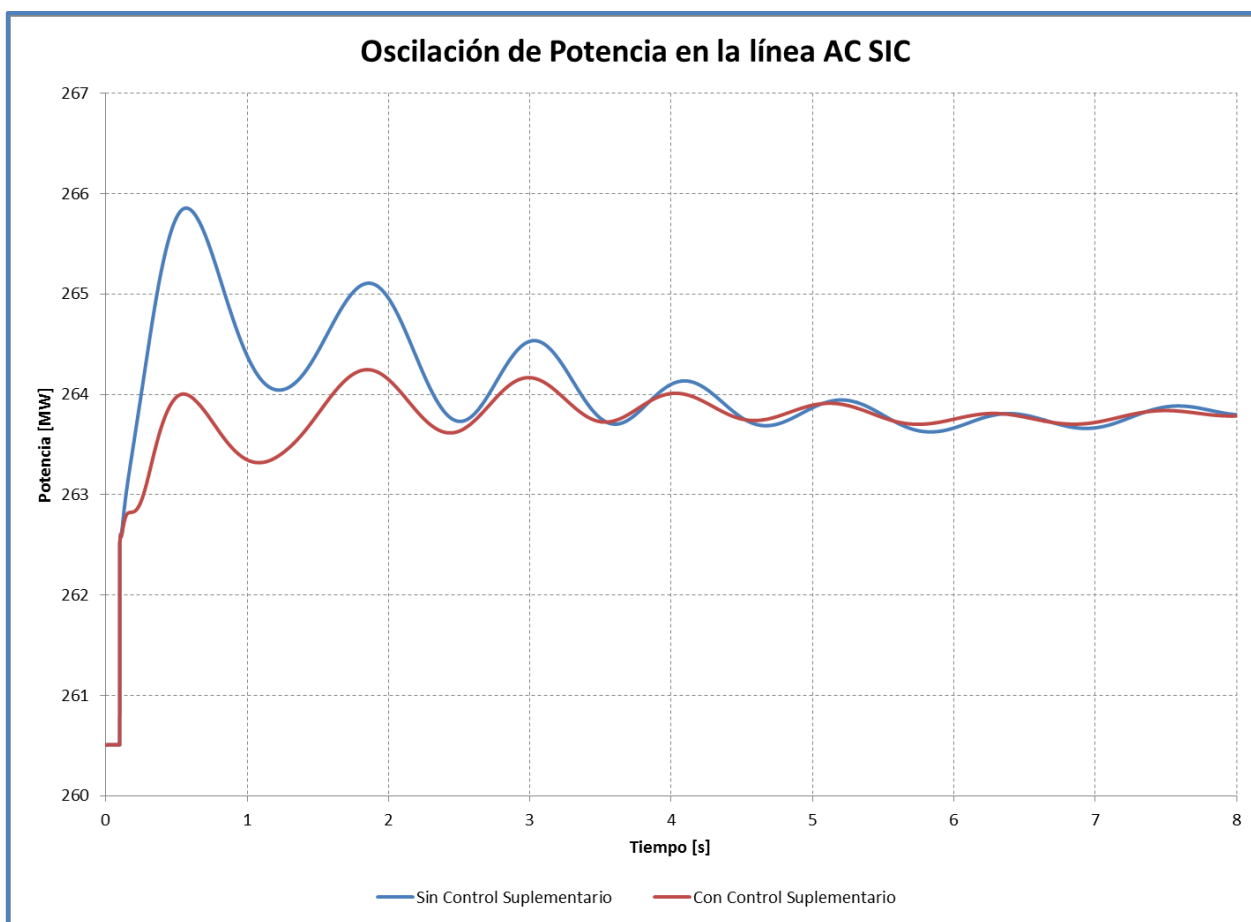


Figura 5-17 "Respuesta dinámica del SIC con y sin HVDC-VSC entre Alto Jahuel 500 kV y Ancoa 500 kV"

En la Figura 5-17 se ilustra la respuesta de la oscilación de potencia para las dos topologías indicadas en el apartado anterior. En el caso de la configuración con líneas AC, la respuesta de la oscilación de potencia posee un máximo con respecto al estado pre-contingencia de cerca de 5 MW teniendo una respuesta oscilatoria amortiguada hacia el centro de la oscilación el cual determina un comportamiento exponencial decreciente. Por el contrario, la topología que incluye un enlace HVDC-VSC en reemplazo de la línea AC su comportamiento dinámico es menos exigente en el primer ciclo post-contingencia dado que el valor máximo es menor en cerca de 1,5 MW al caso anterior y su centro de oscilación permanece constante. Ambos casos tienen un nivel de amortiguamiento que cumple la norma chilena que en el primer caso (líneas solo AC) tiene un 7% de amortiguación y en el caso de línea DC es de 9% de acuerdo a la NTSyCS<sup>7</sup>.

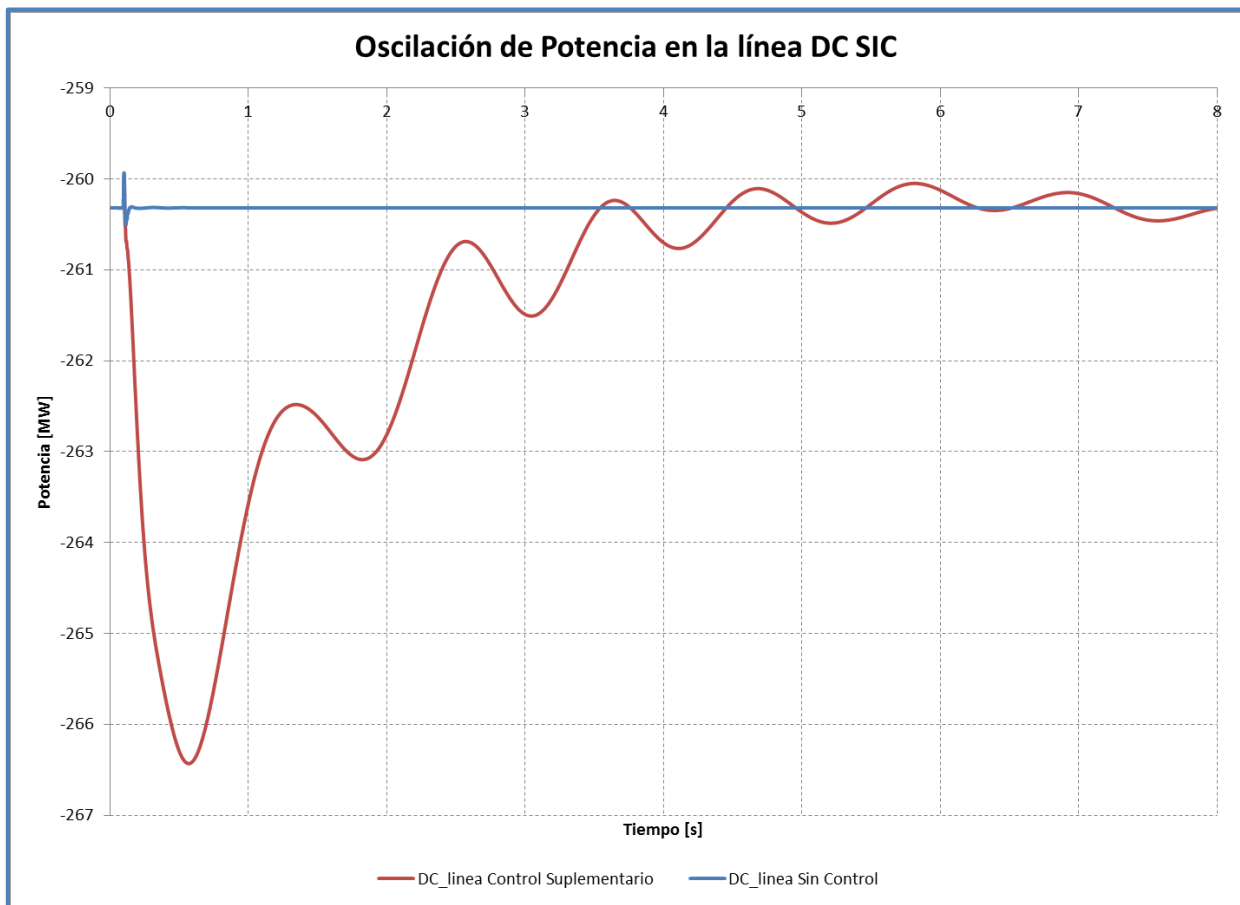


Figura 5-18 "Comportamiento del enlace HVDC-VSC Potencia Activa en el Modelo SIC"

<sup>7</sup> Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio de Chile



En la Figura 5-18 se ilustra el comportamiento de la potencia activa del enlace HVDC-VSC frente a la contingencia descrita anteriormente. En esta figura se observa que el cambio de consigna del enlace va en contra fase de la respuesta de la línea AC llevándola a un mejor amortiguamiento. El cambio de consigna llega a un valor máximo de 6 MW distinto al despacho prefalla y siendo el sistema HVDC de 400 MW el cambio de consigna es menor al 2% de la potencia en base propia. Por lo anterior, el enlace aún posee holgura para continuar siendo despachada a mayor potencia y tiende a llegar al mismo punto de pre-falla.

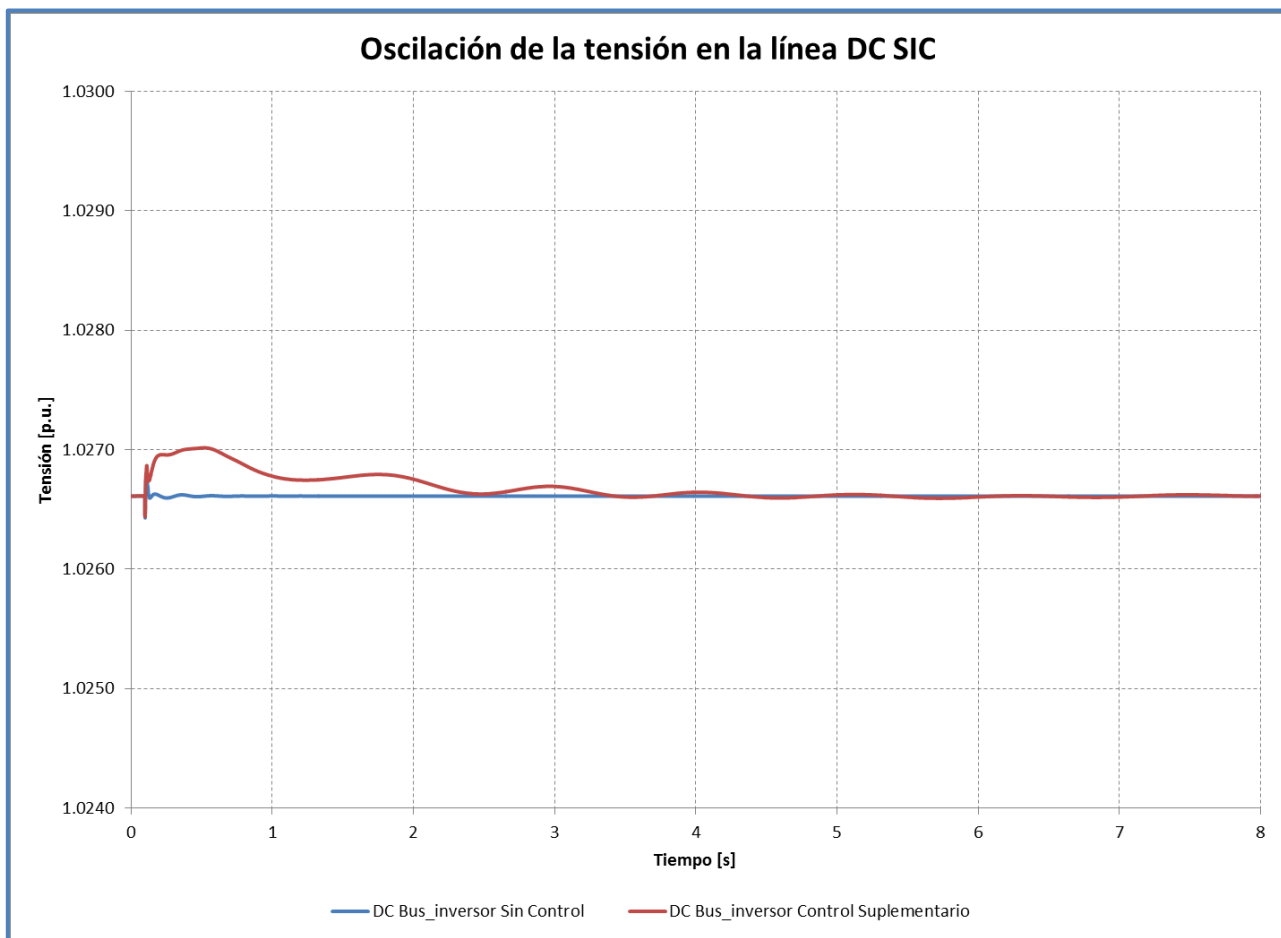


Figura 5-19 "Comportamiento del enlace HVDC-VSC Tensión DC en el Modelo SIC"

Por otro lado, en la Figura 5-19 se observa la respuesta de la tensión en el enlace HVDC-VSC en este modelo. En esa ilustración la variable tensión con el control suplementario

habilitado tiene una respuesta de subida de tensión menor al 0.1% de la tensión pre-falla y que posteriormente de pasado los 4 segundos se estabiliza en ese mismo nivel de tensión.

En la Tabla 5-2 se resume la metodología propuesta en esta tesis para el modelo del SIC Chileno. Para este caso, la incorporación del enlace HVDC-VSC se ha incorporado en función de su modelo de promedios con sus respectivos controles para poder simular su comportamiento dinámico en el sistema completamente detallado, es decir con todas sus variables de estado y controladores respectivos. Por último, el indicador para poder determinar si las medidas de mitigación han sido fructíferas ha sido el coeficiente de amortiguamiento que se ha modificado desde un 7% a un 9%.

Tabla 5-2 " Resumen de la metodología propuesta en Sistema Interconectado Central (SIC)-Chile"

Concepto	Comentario
<b>Fenómeno a estudiar</b>	Oscilación electromecánica
<b>Representación Elementos Eléctricos</b>	Enlace Modelos Promediados, Máquinas sincrónicas modelos RMS, línea AC modelo PI concentrado.
<b>Interconexión Elementos Eléctricos</b>	Inserción enlace HVDC-VSC en un SEP detallado.
<b>Simulaciones/Contingencia</b>	Aumento de carga tipo escalón.
<b>Indicadores</b>	Coefficiente de amortiguamiento.

## 5.5.Sistema 9 barras IEEE

En esta sección veremos el aporte en la flexibilidad de los enlaces HVDC-VSC en los sistemas eléctricos. En este sentido, se utilizará el sistema de 9 barras de la IEEE que será modificado para llevar el sistema a tener requerimientos de expansión tanto en el sistema de generación como de transmisión, donde en este último se propondrá una ampliación entre una línea AC de 398 MVA y enlace HVDC de 200 MW. En la Figura 5-20 se esquematiza el sistema a utilizar en esta sección. El sistema cuenta con 9 barras, 3 generadores sincrónicos, 3 transformadores y 6 líneas. Entre el nodo 5 y 7 se encuentra una carga que no posee valores asociados.

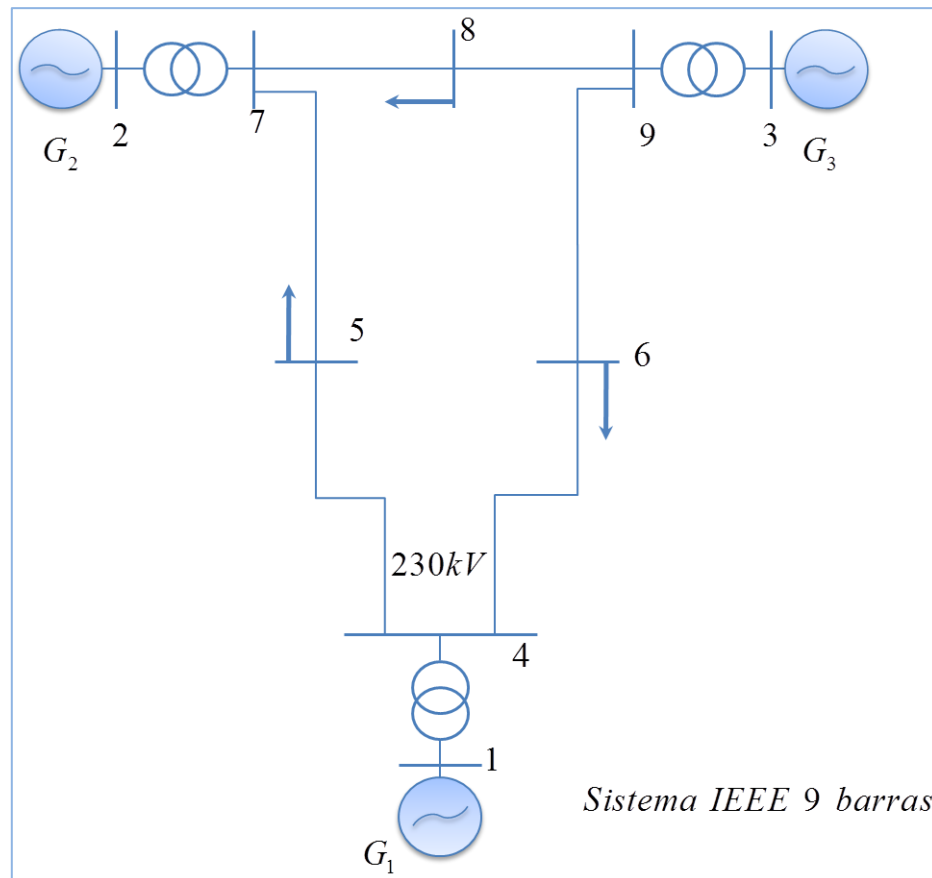


Figura 5-20 "Sistema de 9 barras"

Para el sistema anterior se ha duplicado la demanda de potencia activa como reactiva llevando el sistema a 630 MW y 230 MVar de potencias acumuladas. Dado que los generadores G1, G2 y G3 tienen potencias de 247 MW, 163 MW y 108 MW respectivamente, no son capaces de suplir la demanda se requiere una expansión del parque de generación. En este sentido, se incorporan en la barra 7 y 9 parques eólicos de 148 MW y 356 MW respectivamente. Con todo lo anterior, la expansión del sistema de transmisión indicaría que se deben conectar directamente los nodos 5 y 9 con una línea de transmisión dado que el nodo 9 es netamente de generación y el nodo 5 es la barra con mayor generación.

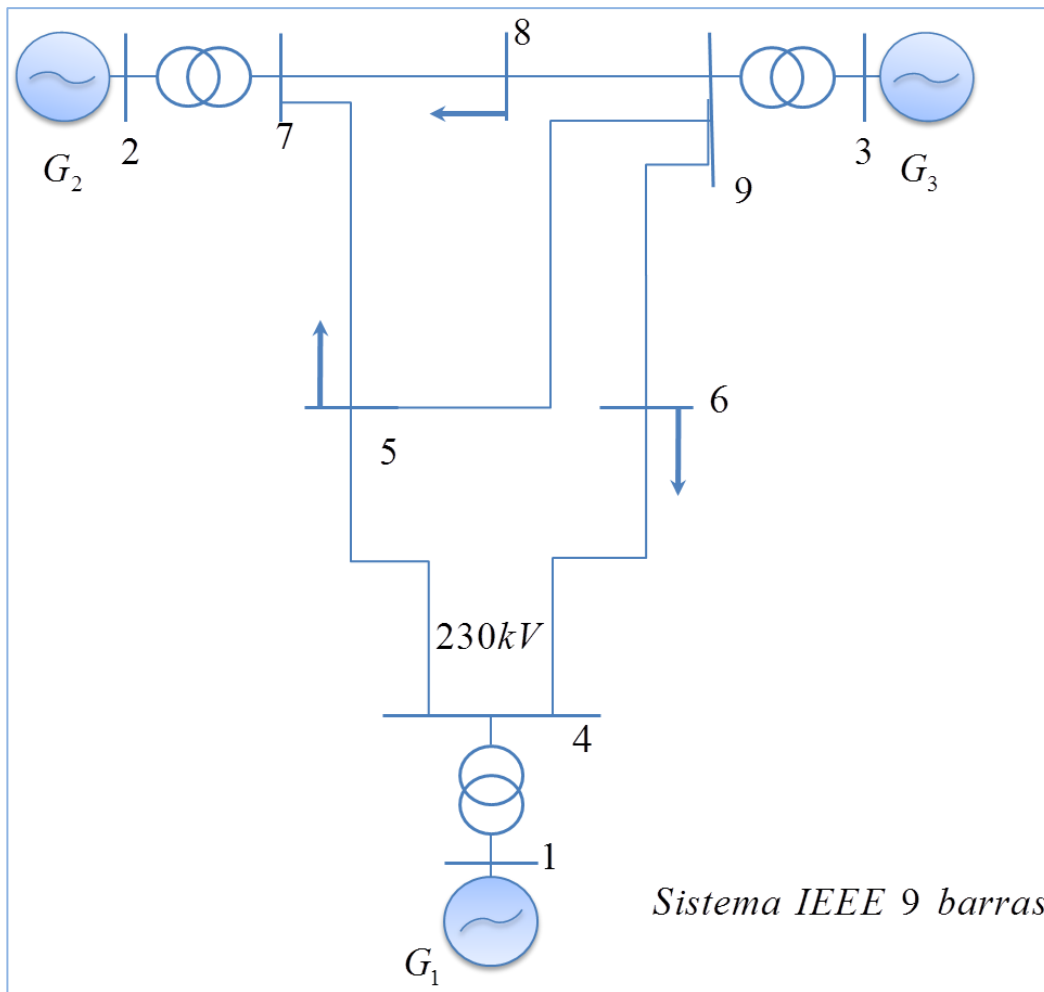


Figura 5-21 "Sistema 9 barras con parque eólicos y línea AC"

En la Figura 5-21 se esquematiza el sistema modificado basado en línea HVAC la ampliación del sistema de transmisión. La línea de transmisión ha sido diseñada de manera de mantener la consistencia del sistema de prueba, manteniendo la potencia aparente que se puede transmitir por cada una de ellas (398 MVA y 1 km de distancia).

Por otra parte, en la Figura 5-22 se ilustra el sistema de transmisión propuesto con enlace HVDC-VSC modelado como fuentes ideales de tensión unidas por la línea de transmisión de 1 km tal como el caso de la línea de transmisión HVAC del sistema anteriormente propuesto. En este caso el sistema es diseñado para que cada estación convertidora pueda transmitir 200 MVA.

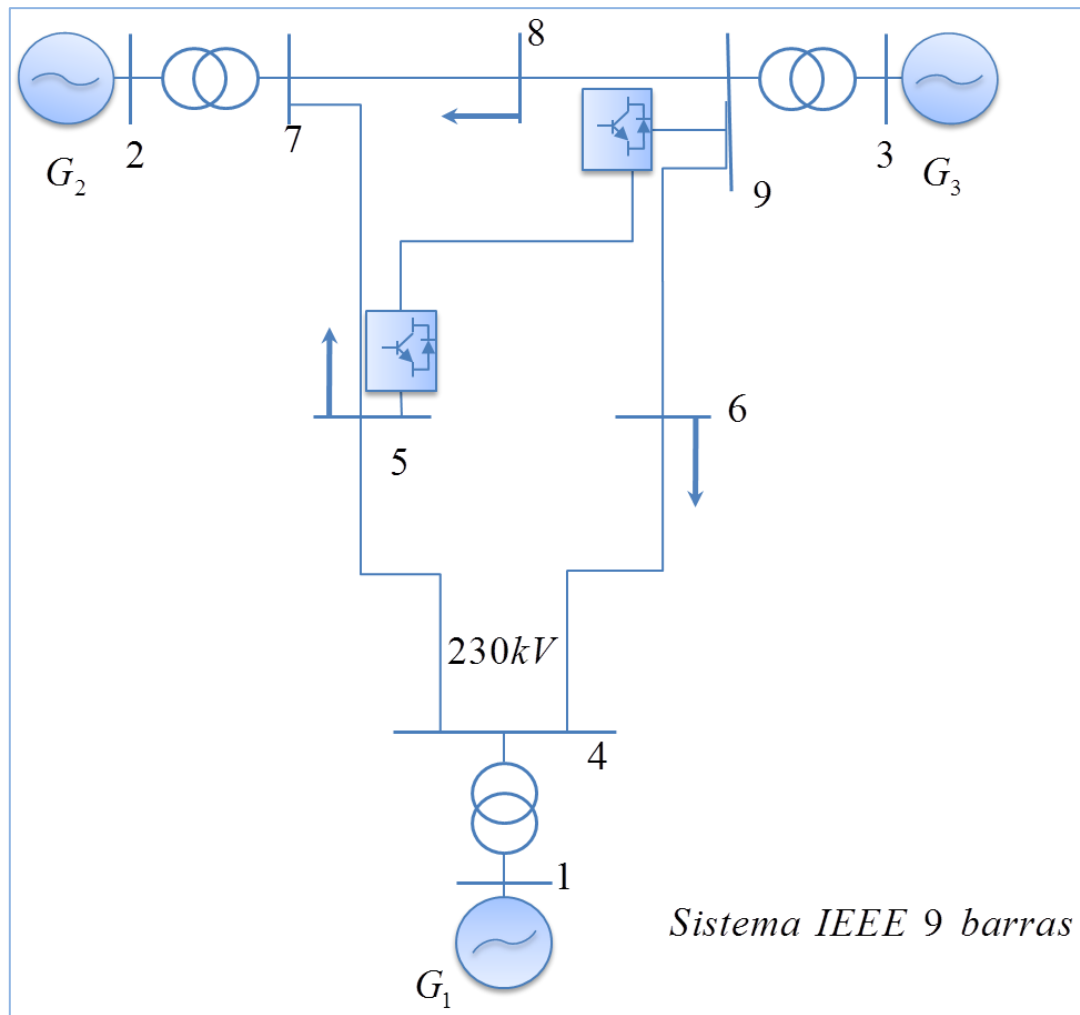


Figura 5-22 " Sistema 9 barras con parque eólicos y línea HVDC-VSC"

Para determinar si existe un aporte real del enlace HVDC-VSC al sistema se trabajará en base a flujos de potencia dado que es la forma de que se ha modelado el enlace. En este sentido se despacha a priori el enlace en 150 MW con el inversor controlando tensión AC y la potencia por el enlace, mientras el rectificador se encuentra en control de la potencia reactiva y tensión DC. Para el caso del sistema con solo líneas HVAC no es posible determinar el despacho a priori de la línea dado que los flujos se distribuirán por medio de las impedancias del sistema completo.

Con lo anterior, se procede a modelar cada uno de los escenarios de transmisión propuestos se analizan los flujos de carga para abastecer la misma demanda. En la Tabla 5-3 se resumen las variables de control y variables de estado del sistema para cada caso de estudio.

Para el caso base, sin transmisión adicional, se observa que la barra 5 correspondiente a la barra de mayor demanda la tensión se encuentra por debajo de 0.9 en p.u, situación que en un sistema de eléctrico con estándares de operación aceptables no podría ser permitida. Para el caso del escenario con la línea HVAC adicional, la barra 5 es analizada nuevamente y su tensión se eleva a 0,94 p.u mejorando la operación como así disminuyendo la generación del sistema en 6.5 MW con respecto al caso base. En el caso de la línea que une el nodo 5 con el 9 su flujo es de 85.9 MW y 25.5 MVar.

Para el caso del sistema con la línea HVDC-VSC se analiza nuevamente la barra con mayor carga (nodo 5) y esta barra aumenta su tensión hasta la nominal, generando un mejoramiento en la variable tensión. Adicionalmente, la operación del enlace en 150 MW como despacho de potencia activa conlleva que la disminución de generación con respecto al caso con línea HVAC es de 6.9 MW, lo cual produce una disminución de generación convencional solamente por la flexibilidad que permite el enlace. La inyección de potencia reactiva en el nodo 5 es de 72.1 MVar incorporando un soporte de potencia reactiva dado la tecnología del enlace.

Tabla 5-3 "Resumen de los casos analizados en el sistema de 9 barras IEEE"

Barras	Demanda		Caso Base				Caso Línea HVAC				Caso Línea HVDC-VSC			
			Generación		Tensión		Generación		Tensión		Generación		Tensión	
	P [MW]	Q [Mvar]	P [MW]	Q [Mvar]	módulo [p.u.]	ángulo [°]	P [MW]	Q [Mvar]	módulo [p.u.]	ángulo [°]	P [MW]	Q [Mvar]	módulo [p.u.]	ángulo [°]
1	0	0	159	146	1.04	0	152.5	96	1.04	0	145.6	50.2	1.04	0
2	0	0	163	84	1.03	9.4	163	56.2	1.03	7.3	163	29.9	1.03	6.1
3	0	0	85	53	1.03	10.1	85	40	1.03	3.3	85	18.2	1.03	-0.9
4	0	0	0	0	0.96	144.7	0	0	0.99	145.1	0	0	1.02	145.4
5	250	100	0	0	0.88	138.8	0	0	0.94	141.9	0	0	1	144
6	180	60	0	0	0.91	142.5	0	0	0.94	140.7	0	0	0.97	139.7
7	0	0	75	0	0.98	153.6	75	0	1	151.5	75	0	1.01	150.4
8	200	70	0	0	0.95	150.1	0	0	0.96	146.3	0	0	0.98	144
9	0	0	180	0	1	157.3	180	0	1	150.6	180	0	1.02	146.3

En conclusión, se puede indicar que frente al mismo nivel de demanda y mismo parque de generación la incorporación de un enlace HVDC-VSC entrega un manejo efectivo de los flujos por las líneas siendo más efectivo en abastecer una demanda mayor, dado que puede despachar su potencia previa al flujo de carga. Por consiguiente, la flexibilidad que otorga la corriente continua dado este ejemplo es la disminución de generación sincrónica lo cual bajaría los costos de operación del sistema.

Para corroborar la flexibilidad que provee el enlace HVDC-VSC se realizará un nuevo caso operacional que consistirá en un aumento de la generación eólica en la barra 9 y realizar medidas que el operador podría realizar para el enlace HVDC. En el caso de la línea HVAC el flujo por su línea es de 92.5 MW y 23.5 MVar, mientras que para el caso de la línea continua los 20 MW serán enviados directamente a la barra 5, es decir se cambia el despacho de la línea a 170 MW. En este caso la estación inversora genera 69.3 MVar un poco menor al caso anterior.

En la Tabla 5-4 se resumen los dos casos anteriores, donde nuevamente se analiza la barra 5 que es la con menor tensión y mayor demanda. El caso del sistema con línea HVDC-VSC presenta un mejor comportamiento operacional desde el punto de vista de la variable de tensión dado que todos los nodos se encuentran por sobre el 0.95 en p.u situación que permite la NTSyCS chilena. Más aún, la generación convencional entre los casos difiere en 8 MW siendo el caso del sistema de transmisión en corriente continua donde se presenta un mejor comportamiento operacional dado que con menor potencia generada se abastece la misma demanda.

Tabla 5-4 " Resumen de los casos analizados en el sistema de 9 barras IEEE, aumento de 20 [MW] eólicos"

Barras	Demanda		Caso Línea HVAC				Caso Línea HVDC-VSC			
			Generación		Tensión		Generación		Tensión	
	P [MW]	Q [Mvar]	P [MW]	Q [Mvar]	módulo [p.u.]	ángulo [°]	P [MW]	Q [Mvar]	módulo [p.u.]	ángulo [°]
1	0	0	133.7	6.6	1.04	0	125.5	49.1	1.04	0
2	0	0	163	57.2	1.03	8.8	163	30.2	1.03	7.3
3	0	0	85	40.8	1.03	5.3	85	18.3	1.03	0.1

Barras	Demanda		Caso Línea HVAC				Caso Línea HVDC-VSC			
			Generación		Tensión		Generación		Tensión	
	P [MW]	Q [Mvar]	P [MW]	Q [Mvar]	módulo [p.u.]	ángulo [°]	P [MW]	Q [Mvar]	módulo [p.u.]	ángulo [°]
4	0	0	0	0	0.99	145.7	0	0	1.02	146.1
5	250	100	0	0	0.94	143.1	0	0	1	145.5
6	180	60	0	0	0.94	141.8	0	0	0.96	140.5
7	0	0	75	0	1	153.1	75	0	1.01	151.7
8	200	70	0	0	0.96	148	0	0	0.98	145.1
9	0	0	200	0	1	152.5	200	0	1.02	147.3

Por último en la Tabla 5-5 se resume la metodología propuesta en esta tesis para el modelo de 9 barras IEEE. Para este caso, la incorporación del enlace HVDC-VSC se ha incorporado en fuentes de inyecciones controladas, dado que el análisis se realizará en estudios de flujos de potencia. En este sentido, los indicadores propuestos entre las alternativas estudiadas son el aumento de la tensión en el nodo de mayor carga y la disminución de inyección de potencia activa de la barra de compensación.

Tabla 5-5 " Resumen de la metodología propuesta en Sistema 9 barras IEEE"

Concepto	Comentario
<b>Fenómeno a estudiar</b>	Flexibilidad en transmisión
<b>Representación Elementos Eléctricos</b>	Enlace Modelos inyecciones controladas, Máquinas sincrónicas modelos RMS, línea AC modelo PI concentrado.
<b>Interconexión Elementos Eléctricos</b>	Inserción enlace HVDC-VSC en un SEP de prueba (IEEE).
<b>Simulaciones/Contingencia</b>	Diferencia entre despacho controlado línea DC y línea AC.
<b>Indicadores</b>	Aumento/disminución de la tensión, disminución/aumento barra de compensación.



## 5.6. Resumen

En capítulo presente se han presentado las mejoras de la respuesta dinámica de dos sistemas eléctricos que incorporan enlaces HVDC-VSC en sus sistemas de transmisión. Las simulaciones se basaron principalmente en demostrar que los enlaces pueden mitigar las oscilaciones inter-área que son naturales en los sistemas eléctricos de potencia.

La primera topología que se estudió fue un sistema ilustrativo adaptado para demostrar que las oscilaciones se encuentran presentes independientemente de la topología de la red. Al incluir un sistema de control suplementario las oscilaciones de potencia pueden ser mitigadas de manera de mantener la estabilidad del sistema.

La segunda topología, se utilizó en el sistema SIC Chileno al cual se le modificó la topología de red incorporando un enlace HVDC-VSC con un control suplementario para aminorar oscilaciones electromecánicas entre el Sur y el Norte de este sistema. Los resultados muestran que en esta situación la primera oscilación es disminuida cerca de un 25% en su magnitud y el amortiguamiento es aumentado desde 7% a 9% de acuerdo a la metodología de cálculo de la NTSyCS chilena.

Cabe tener presente que en este capítulo no se analizó la estabilidad de tensión dado que los sistemas HVDC-VSC son fuente de tensión controlada, y por lo tanto el mejoramiento de la respuesta dinámica en tensión es positivo por la respuesta más rápida en la inyección de corrientes reactivas. Otro tópico que no se toma en este apartado es la sintonización teórica del control suplementario, siendo la determinación de los parámetros de este control de manera heurística.

Por último, en este capítulo se presentó el potencial aporte en la flexibilidad de los enlaces HVDC-VSC en la operación de los sistemas dado que puede controlar los flujos de las líneas. En este sentido, se observó que se presenta una menor generación para abastecer la misma demanda así como también se presenta soporte en la tensión de la barra que se encuentra conectada al inversor. En este sentido, se verificó que frente a una línea HVAC la transmisión en corriente continua presenta ventajas tanto a nivel dinámico como estático.

# Capítulo 6 : Conclusiones y trabajo futuro

---

El objetivo principal de esta tesis se centra en la determinación del potencial de los enlaces HVDC-VSC en la flexibilidad dinámica y estática de las interconexiones eléctricas regionales. En base a lo anterior y al desarrollo de este documento, se puede concluir a nivel general que los enlaces HVDC-VSC pueden modificar la matriz de admitancia por lo cual tienen un impacto en la representación del sistema de transmisión, logrando influir en los flujos de las líneas y en su defecto en la variables de estado del sistema.

En este caso, se logra controlar la tensión dado que la tecnología VSC permite inyectar/consumir corrientes reactivas, mejorando la respuesta dinámica del sistema, así mismo puede controlar las oscilaciones de potencia dado que tiene la habilidad de controlar en el rango de los milisegundos sus consignas de potencia que fluyen por su enlace y así controlar los flujos por las otras líneas. De la misma manera que se logra ver dinámicamente el aporte también se visualiza su aporte en la flexibilidad en términos del estado estacionario.

Dentro de los objetivos específicos de esta tesis, se pretende determinar cuáles son las variables que representan al sistema y su dinámica. En este sentido, se verificó que los módulos de las tensiones y ángulos son las formas más acordes para lograr representar el sistema. Sin embargo, a pesar de las limitantes del programa de simulación (DigSilent) (que no permite el acceso directo a las funciones de transferencia del sistema y/o variables de estado) se logró determinar a través de la revisión bibliográfica que era posible controlar el sistema a través de otras variables de salida tales como los flujos por las líneas.

También es de interés el obtener las distintas formas de representación de los enlaces HVDC-VSC y es por ello que el capítulo 2 se centró en la representación de éste. Sin embargo, la modelación matemática que ha sido determinado como la mejor forma de representar estos enlaces es a través de los modelos promediados. También es importante determinar la forma de control que se ha utilizado durante el desarrollo de esta tecnología. Es así como dependiendo de los sistemas a los cuales se interconectan los enlaces HVDC-VSC se incorporara dicho control para mejorar la estabilidad del conjunto.

Otro objetivo fundamental de esta tesis, es distinguir qué fenómenos dinámicos se presentan en las redes para lograr determinar el punto de vista de análisis y cómo abordar la representación de las componentes eléctricas. Es aquí donde se presentan las oscilaciones electromecánicas, colapsos de tensión y sub/sobre frecuencia, siendo los dos primeros los que pueden ser controlados por los enlaces HVDC-VSC dado que pueden modificar la matriz de admitancia, mientras que la frecuencia no logra intervenir dado que como se observa en el Capítulo 3 se necesita inyección/absorción de potencia activa, lo cual el enlace solo permite controlarla pero no generarla.

La aplicación de una metodología de control suplementario de sintonización heurístico para lograr obtener una mejor respuesta dinámica en SEP ha sido demostrada en el Capítulo 5 en base a dos distintos sistemas. En el primer sistema (ilustrativo) se logra disminuir la sobre oscilación como asimismo el tiempo donde se mitigan éstas. Para el caso del sistema completo se ha obtenido una respuesta con menor sobre-oscilación de potencia como asimismo el estabilizar los flujos en torno a la potencia de convergencia en un menor tiempo.

Adicionalmente, en el mismo capítulo se presenta el aporte que presentan los enlaces en la operación estática del sistema dado que disminuye la generación convencional para abastecer la misma demanda, por lo cual se comprueba la tesis que los enlaces HVDC-VSC entregan flexibilidad de transmisión generando beneficios técnicos y potenciales económicos al SEP.

Para lograr abordar las limitantes antes mencionadas de los modelos, se proponen los siguientes trabajos futuros que cumplan los requerimientos deseados:

- Generar reducciones de redes que representen la respuesta estáticas y dinámicas de sistemas AC/DC. Estas reducciones deben incluir las nuevas metodologías que incluyan los generadores sincrónicos y los generadores eólicos y fotovoltaicos que en un futuro cercano en Chile tendrán una preponderancia mayor. También deben incorporar otros sistemas FACTS para la modelación tales como STATCOM, SVC, BESS, etc.

- Técnicas de sintonización de controladores y de cómo afectan a la estabilidad del sistema. Tal como se indicó en el capítulo 2, la estrategia de control es relevante para los límites de estabilidad y es importante entender cuáles son los parámetros de los controladores que afectan a la estabilidad del sistema AC/DC, en cualquier tipo de configuración.
- Incorporar en estudios futuros las configuraciones multi-terminales dado que ya existen estudios de una interconexión de Sudamérica y a través de este tipo de configuración la transferencia de energía es más estable.
- Representaciones y simulaciones de los SEP se puedan realizar en sistemas de “Simulaciones en tiempo real” dado que la interacción entre sistemas de electrónica de potencia en simulaciones off-line traen consigo problemas de implementación en los sistemas reales.
- Por último, incorporar controladores de sistema general tales como SCADA en tiempo real, AGC, ERAG y/o EDAG y/o EDAC.

Con todos los trabajos anteriormente descritos el objetivo es incorporar mayor detalles en las fases de control para obtener una mejor respuesta dinámica del sistema. También es importante recordar que los SEP son altamente complejos y que las simulaciones generan una alta carga de procesamiento por lo cual una representación adecuada y reducciones de redes apropiadas pueden reducir los tiempos de representación de la respuesta dinámica.

Por último, la interconexión de los dos grandes sistemas interconectados de Chile se realizará en corriente alterna, pero podría presentar problemas de oscilaciones en dicha línea. En consecuencia, una medida de mitigación a estudiar es construir un enlace HVDC en paralelo que permita aumentar las transferencias y a su vez la capacidad de controlar dichas oscilaciones.

# Bibliografía

---

- [1] Juan Ma, Vera Silva, Régine Belhome, Daniel S. Kirschen, Luis F. Ochoa, “Evaluating and Planning Flexibility in Sustainable Power Systems”. IEEE Transactions on Sustainable Energy (Volume: 4, Issue: 1, Jan. 2013 ) Pag. 200-209.
- [2] International Energy Agency, “Harnessing variable renewables: A guide to the balancing challenge,” tech. rep., OECD/IEA, Paris, France, 2011.
- [3] Hussam Nosair, “Flexibility Envelopes For Power System Operational Planning”, Phd Thesis, McGill University, Canada, 2015.
- [4] Jinye Zhao, Tongxin Zheng, Eugene Litvinov, “A Unified Framework for Defining and Measuring Flexibility in Power System”, IEEE Transactions on Power Systems (Volume: 31, Issue: 1, Jan. 2016) Pag. 339 -347.
- [5] Yousef Pipelzadeh, Rodrigo Moreno, Balarko Chaudhuri, Goran Strbac, Tim C. Green, “Corrective Control with Transient Assistive Measures: Value Assessment for Great Britain Transmission System”. IEEE Transactions on Power Systems (Volume: 32, Issue: 2, March 2017) Pag. 1638-1650.
- [6] Power System Dynamics: Stability and Control”, Jan Machowski; Janusz W. Bialek; James R. Bumby, John Wiley & Sons, Ltd., 2008.
- [7] P. Kundur, “Power System Stability and Control”, 1994, McGraw-Hill Professional.
- [8] Vijay K. Sood, “HVDC and FACTS Controllers”, 2004, Kluwer Academic Publisher.
- [9] Nikolas Flourentzou, Vassilios G. Agelidis and Georgios D. Demetriades, “VSC-Based HVDC Power Transmission System: An Overview”, IEEE Transactions on Power Electronics (Volume: 24, Issue: 3, March 2009) Pag. 592-602.
- [10] Bjorn Jacobson, Patrik Karlsson, Gunnar Asplund, Lennart Harnefors, Tomas Jonsson, “VSC-HVDC Transmission with Cascaded Two-Level Converters”, CIGRE 2010.
- [11] Carlos Mendoza R, “Estabilidad de Tensión en Sistemas Electricos de Potencia con enlaces HVDC”, Memoria de Título Ingeniero Civil Electricista, Universidad de Chile, 2009.
- [12] Cuiqing Du, “The control of VSC-HVDC and its use for large industrial power system”, THESIS FOR THE DEGREE OF LICENTIATE OF ENGINEERING, Chalmers University of Technology, Sweden, 2003.
- [13] K.R. Padiyar, “HVDC Power Transmission System” Second Edition, New Age International Publishers, 2010.
- [14] Mario Monterrubio Diez, “Transporte de Energía Eléctrica en Corriente Continua. Enlaces HVDC-VSC”, Proyecto fin de Carrera Universidad de Valladolid, 2013.
- [15] M.P. Bahrman, “HVDC Transmission Overview”, Transmission and Distribution and Exposition. T&D. IEEE/PES, 2008.
- [16] Jos Arrillaga, “High Voltage Direct Current Transmission”, The Institution of Electrical Engineers, 1998.
- [17] Ana – Irina Stan and Daniel – Ioan Stroe, “Control of VSC-Based HVDC Transmission System for Offshore Wind Power Plants”, Master Thesis, Aalborg University, Denmark, 2010.

- [18] Temesgen Mulugeta Haileselassie, “Control, Dynamics and Operation of Multi-terminal VSC-HVDC Transmission Systems” Thesis for the degree of Philosophiae Doctor Norwegian University of Science and Technology, Norway, 2012.
- [19] On Voltage and Power Stability in AC/DC Systems Working Group 14.05 CIGRE.
- [20] Lee, H.A.D., “Voltage and Power Stability of HVDC Systems”, PhD Thesis, Royal Institute of Technology, Sweden, TRITA-EES-9801, ISSN 1100-1607, 1998.
- [21] Working Group B4.37, “VSC transmission”, CIGRE, Tech. Rep., 2005.
- [22] Jaime Peralta Rodriguez, “Dynamic Averaged Models of VSC-Based HVDC Systems for Electromagnetic Transient Programs”, PhD Thesis, Université de Montréal École Polytechnique de Montréal, 2013
- [23] Hiteshkumar Patel, “Modeling of Voltage Source Converter Based HVDC Transimission System in EMTP-RV”, Thesis Master of Applied Science, University of Ontario Institute of Technology, 2010.
- [24] Younggi Lee, Sheghui Cui, Sungmin Kim and Seung-Ki Sul, “Control of Hybrid HVDC Trasnmission System with LCC and FB-MMC”, Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE), 2014 IEEE.
- [25] Working Group B4.57, “Guide for the Development of Models for HVDC Converters in HVDC Grid”, CIGRE, Tech. Rep., 2014.
- [26] Jef Beerten, Oriol Gomis-Bellmunt, Xavier Guillaud, Johan Rimez, Arjen van der Meer and Dirk Van Hertem, “Modelling and control of HVDC grids: a key challenge for the future power system”, Power Systems Computation Conference (PSCC), 2014.
- [27] Lidong Zhang, “Modeling and Control of VSC-HVDC Links Connected to Weak AC Systems”, Phd Thesis Royal Institute of Technology Stockholm Sweden, 2010.
- [28] Dirk Van Hartem, Oriol Gomis-Bellmunt, Jun Liang, “HVDC Grids For Offshore and Supergrids of the Future”, Wiley, IEEE, 2016.
- [29] Handbook of Electrical Power System Dynamics: Modeling, Stability, and Control. Edited by Mircea Eremy and Mohammad Shahidehpour, Institute of Electrical and Electronics Engineers, John Wiley & Sons, Inc, 2013.
- [30] Lorenzo Reyes “Amortiguación de Oscilaciones Electromecánicas utilizando Control de enlace HVDC”, Memoria de Título Ingeniero Civil Electricista, Universidad de Chile, 2009.
- [31] Walter Brokering; Rodrigo Palma; Luis Vargas, “Ñom Lufke (El Rayo domado) o Los Sistemas Eléctricos de Potencia”, Pearson Prentice Hall, 2008.
- [32] Antonio Gomez-Expósito; Antonio J. Conejo; Claudio Cañizares, “Electrical Energy System, Analysis and Operation”, CRC Press, 2008.
- [33] Pascal Mercier, Rachid Cherkaoui, y Alexandre Oudalov, “Optimizing a Battery Energy Storage System for Frecuency Control Application in an Isolated Power System”, IEEE Transactions on Power Systems (Volume: 24, Issue: 3, Aug. 2009 ) Pag. 1469-1477.
- [34] Hossain J.; Pota H.R., “Robust Control for Grid Voltage Stability. High Penetration of Renawable Energy” - Interfacinn Conventional and Renowable Power Generation Resources-, Springer, 2014.
- [35] Joe H. Chow, “Power System Coherency and Model Reduction”, Springer, 2013.
- [36] Si Chen, “Network reduction in power system analyses”, Master Project Thesis, DTU, Denmark, 2009.
- [37] J.P. Yang, G.H. Cheng, Z. Xu, “Dynamic Reduction of Large Power System in PSS/E”, Transmission and Distribution Conference and Exhibition: Asia and Pacific, 2005 IEEE/PES.

- [38] Steven W. Blume, “Electric Power System Basic for the Nonelectrical Professional” Second Edition, IEEE PRESS, 2007.
- [39] Xiao-Ping Zhang, “Restructured Electric Power System: Analysis of Electricity Power Market with Equilibrium Models”, IEEE Wiley-IEEE Press, 2010.
- [40] V. Sitnikov; D. Povh; D. Retzmann, “Solutions for Large Power System Interconnections”, CIGRE Conference, 2003.
- [41] Tawfig M.Aljohami, Abdullah M. Alzahrani, “The Operation of the GCCIA HVDC Project and Its Potencial Impacts on the Electrical Power System of the Region”, 2014.
- [42] W. Breuer; V. Hartmann; D. Povh; D. Retzmann; E. Teltsch; “Application of HVDC for Large Power System Interconnections”, CIGRE, 2014.
- [43] IBD LA Clean Energy RG T2405 SN1/14.Informe del Centro de Energía para el Banco Mundial, 2016.
- [44] F.Gonzalez-Longatt; E. Chikuni; W.Stemmet; K.Folly; “Effects of the Synthetic Inertia from Wind Power on the Total System Inertia after a Frequency Disturbance”; IEEE PES PowerAfrica 2012 Conference and Exposition, 2012.
- [45] F.Gonzalez-Longatt, Jose Luis Rueda, “PowerFactory Applications for Power System Analysis”, Springer, 2014.
- [46] Graham Rogers; “Power System Oscilations”; Kluwer’s Power Electronics and Power Systems Series; Series Editor M.A.Pai, 2000.
- [47] IEEE Committee Report, “Dymamic Performance Characteristics of North American HVDC Systems for Transient and Dynamics Stability Evaluations”, IEEE Transaction on Power Apparatus and Systems, Vol. Pas-100, N° 7, pp. 3356-3364, 1991.
- [48] T. Embaie, D. Holmberg, U. Jonsson (Sweden); E.Auranne, E. Hagman, K. Jääskeläinen (Finland), “Fenno-Skan HVDC Link as a part of interconnected AC/DC System”, Cigré International Conference on Large High Voltage Electric Systems, Paris, 1988.
- [49] Felipe Salinas, “Análisis de Oscilaciones Interárea ante distintas alternativas de interconexión SIC-SING”, Memoria de Título Ingeniero Civil Eléctrico, Universidad de Chile, 2014.