



UNIVERSIDAD DE LA REPÚBLICA
FACULTAD DE INGENIERÍA



Compensadores de reactiva para aumento de capacidad de transferencia en interconexiones HVDC entre redes de baja capacidad de cortocircuito

TESIS PRESENTADA A LA FACULTAD DE INGENIERÍA DE LA
UNIVERSIDAD DE LA REPÚBLICA POR

Isabel Briozzo

EN CUMPLIMIENTO PARCIAL DE LOS REQUERIMIENTOS
PARA LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE
MAGÍSTER EN INGENIERÍA ELÉCTRICA.

DIRECTOR DE TESIS

Michel Artenstein Universidad de la República

TRIBUNAL

Ignacio Afonso Universidad de la República

Andrés Cardozo Universidad de la República

Gonzalo Casaravilla Universidad de la República

Mauro Croce Admin. Nac. de Usinas y Trasmisiones Eléctricas

DIRECTOR ACADÉMICO

Michel Artenstein Universidad de la República

Montevideo

lunes 20 diciembre, 2021

Compensadores de reactiva para aumento de capacidad de transferencia en interconexiones HVDC entre redes de baja capacidad de cortocircuito, Isabel Briozzo.

ISSN 1688-2806

Esta tesis fue preparada en L^AT_EX usando la clase iietesis (v1.1).

Contiene un total de 171 páginas.

Compilada el sábado 2 abril, 2022.

<http://iie.fing.edu.uy/>

Agradecimientos

Este trabajo de maestría recibió la colaboración de muchas personas e instituciones a las que quiero nombrar y agradecer.

Quiero mencionar en primer lugar a Michel Artenstein, quien se desempeñó como mi director académico y de tesis; en ambos roles supo orientarme en cuestiones académicas, técnicas y filosóficas. Desde un principio, Michel estuvo siempre disponible sugiriendo un camino a seguir, compartiendo su conocimiento e investigando junto conmigo.

El equipo docente de Electrónica de Potencia colaboró en mi formación de distintas maneras. Gonzalo Casaravilla fue quien tuvo la idea original del tema de tesis. Él y Virginia Echinope, además, me orientaron en el estudio de sistemas HVDC. Asimismo, trabajar con ellos en el curso antedicho en los últimos años fue importante para afianzar mis conocimientos de la disciplina. Por último, César Briozzo, en su doble rol de padre - especialista en electrónica de potencia, ofició de consultor en el área de convertidores y me apoyó en los momentos más difíciles.

La Comisión Académica de Posgrado de la Universidad de la República me brindó una beca económica que permitió que pudiera dedicar gran parte de mi tiempo a mi formación de posgrado.

El Instituto de Ingeniería Eléctrica fue el entorno institucional donde se realizó este trabajo. Mis jefes, Ignacio Afonso y Pablo Toscano, siempre me estimularon a que continuara mis estudios y me estableciera con seguridad en el Departamento de Potencia, haciendo malabares para conseguir las horas necesarias.

Con Mariana D'Agosto, quien está escribiendo su tesis de maestría en este momento, nos acompañamos en el desarrollo de cursos y en la escritura de la tesis, compartiendo nuestras ocasionales frustraciones y nuestro entusiasmo con lo aprendido.

A todos ellos, gracias.

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

A mis padres, Ana y César.

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

Resumen

Los sistemas HVDC son utilizados ampliamente en todo el mundo con distintos propósitos: transmisión de potencia a largas distancias, conexión de parques eólicos *offshore* o conexión asíncrona entre dos redes AC. En Uruguay existen dos sistemas HVDC que interconectan la red uruguaya de 50 Hz con la brasilera de 60 Hz en Rivera y en Melo. La convertidora de Melo es la que tiene mayor capacidad de potencia, siendo su valor nominal de 500 MW; sin embargo, dicha capacidad se ha visto ocasionalmente limitada debido a que las redes AC adyacentes son débiles y frente a determinados eventos la transferencia de potencia se ha debido limitar o incluso interrumpir, causando un perjuicio económico. Las redes débiles se caracterizan por tener relación de cortocircuito (SCR por sus siglas en inglés) menor que 3. El SCR se define como el cociente de la potencia de cortocircuito en el punto de la red considerado y la potencia activa nominal del vínculo HVDC. Una posible solución es la instalación de equipos rápidos de compensación de potencia reactiva.

Con esta motivación, la presente tesis de maestría consiste en la descripción detallada de un sistema HVDC clásico, sus componentes y su estructura básica de control; la identificación de algunos de los eventos que se dan cuando estos sistemas se instalan vinculando redes AC débiles; y una introducción a tres equipos de compensación de reactiva: el compensador síncrono, el compensador estático de reactiva (SVC) y el compensador síncrono estático (STATCOM).

Como etapa final, se efectúa una evaluación del desempeño de estos tres equipos de compensación mediante simulaciones en el programa de transitorios electromagnéticos ATPDraw. Sin los equipos de compensación se observa que el sistema HVDC experimenta fallas de conmutación cuando se disminuye sistemáticamente el SCR de su red AC receptora, así como sobretensiones en la maniobra de un capacitor. Los compensadores rápidos de reactiva contribuyen a eliminar o atenuar estos efectos; el compensador síncrono y el STATCOM son los que presentan una actuación más favorable en los eventos mencionados.

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

Prefacio

El presente documento compila el conocimiento que adquirí a lo largo del proceso de mi maestría. La motivación para desarrollar este tema surge de mi interés por las disciplinas de electrónica de potencia, redes eléctricas de transmisión y modelado de sistemas eléctricos de potencia; esto resultó en el estudio de sistemas HVDC vinculando redes AC de transmisión débiles y compensadores de potencia reactiva para mejorar su capacidad de transferencia.

Este tema ya ha sido estudiado profundamente, tal como se refleja en las referencias al final del documento y en mucha otra bibliografía que no fue incluida. Sin embargo, tengo el convencimiento de que cuando una persona se acerca por primera vez a entender un tema, su visión y forma de explicar puede ser una nueva contribución. Es por ello que espero que este documento pueda servir de referencia para otros estudiantes e investigadores que estén interesados en adentrarse en los temas desarrollados.

Escribí esta tesis conscientemente en español en el entendido de que es importante para mi formación escribir un documento de estas características en mi lengua materna, pero principalmente por saber que la comunidad científica de habla hispana es grande y carece de muchas referencias en este idioma. En línea con lo anterior, espero que esta elección ayude a la difusión de conocimiento.

Isabel Briozzo, octubre de 2021

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

Tabla de contenidos

Agradecimientos	I
Resumen	V
Prefacio	VII
1. Introducción	1
1.1. Revisión bibliográfica	2
1.2. Contenido de la tesis	4
2. Sistemas de Alta Tensión en Corriente Continua HVDC	5
2.1. Introducción	5
2.1.1. Configuraciones de Sistemas HVDC	6
2.2. Teoría de Funcionamiento	9
2.2.1. Convertidor 6 pulsos 2 vías	9
2.2.2. Convertidor 12 pulsos	16
2.2.3. Configuración clásica del sistema HVDC	18
2.3. Control de sistemas HVDC	20
2.3.1. Qué controlar y con qué variables	20
2.3.2. Característica $I_d - U_d$	22
2.3.3. Modificaciones a la característica $I_d - U_d$	26
2.3.4. Esquemas básicos de control	28
2.4. Generación de armónicos	35
2.4.1. Tipos de filtros	36
2.5. Consumo de potencia reactiva	38
2.6. VSC HVDC	40
3. Interacción AC - DC en redes débiles	43
3.1. Fortaleza de un sistema AC/DC	43
3.2. Fallas de conmutación	44
3.3. Sobretensiones y saltos de tensión	48
3.4. Límite de la transferencia de potencia	49
3.5. Efectos observados en la convertora de Melo	50

Tabla de contenidos

4. Sistemas rápidos de compensación de reactiva	53
4.1. Compensador síncrono	53
4.2. Equipos <i>FACTS</i>	56
4.2.1. Compensador estático de reactiva (SVC)	56
4.2.2. Compensador sincrónico estático (STATCOM)	66
5. Modelado en ATPDraw	81
5.1. Sistema HVDC	81
5.1.1. Redes AC	82
5.1.2. Transformadores	84
5.1.3. Filtros y compensación fija de reactiva	84
5.1.4. Convertidores AC-DC	86
5.1.5. Bus de continua	86
5.1.6. Sistema de control	87
5.1.7. Inicialización	91
5.2. Compensador síncrono	92
5.3. SVC	94
5.4. STATCOM	96
6. Simulaciones en ATPDraw	97
6.1. Sistema HVDC sin compensación rápida de reactiva	97
6.1.1. Régimen de operación normal	97
6.1.2. Cambios en el SCR	102
6.1.3. Maniobra de un capacitor	110
6.2. HVDC con compensador síncrono	115
6.2.1. Efecto del compensador síncrono ante una disminución del SCR	115
6.2.2. Efecto del compensador síncrono ante la conexión de un ca- pacitor	119
6.3. HVDC con SVC	121
6.3.1. Efecto del SVC ante un cambio en el SCR	121
6.3.2. Efecto del SVC ante la conexión de un capacitor	124
6.4. HVDC con STATCOM	126
6.4.1. Efecto del STATCOM ante un cambio de SCR	126
6.4.2. Efecto del STATCOM ante la conexión de un capacitor	129
6.5. Análisis de resultados	130
7. Conclusiones	131
A. Conversora de frecuencia de Melo	133
A.1. Magnitudes nominales	133
A.2. Transformadores	134
A.3. Filtros	134
A.4. Bus de continua	135
A.5. Sistema de control	136

Tabla de contenidos

B. Sistema de control de la excitación del compensador síncrono	139
Referencias	141
Lista de abreviaturas	145
Lista de símbolos	146
Índice de tablas	148
Índice de figuras	150

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

Capítulo 1

Introducción

Los sistemas de alta tensión en corriente continua (HVDC por sus siglas en inglés) son usados ampliamente para transmitir grandes cantidades de potencia entre sistemas geográficamente lejanos, la conexión de parques eólicos *offshore* a través de cables submarinos, y para conectar de forma asíncrona redes vecinas (sistemas *back to back*). Esta última aplicación permite conectar redes de distintas frecuencias así como de la misma frecuencia pero evitando interacciones perjudiciales.

La tecnología en sistemas HVDC más extendida es la basada en convertidores conmutados por la red (LCC por sus siglas en inglés), los cuales necesitan de una red de corriente alterna (AC) trifásica con determinadas características para efectuar la operación de rectificación-inversión. Estas características que tienen que cumplir las redes AC interconectadas por el sistema HVDC se pueden resumir en el parámetro SCR, que se define como el cociente de la potencia de cortocircuito de una de las redes AC y la potencia DC nominal que transmite el vínculo de continua. En función del SCR se puede caracterizar una red AC-DC como fuerte ($SCR > 3$), débil ($3 > SCR > 2$) o muy débil ($SCR < 2$). Los sistemas débiles presentan una impedancia Thévenin alta lo cual repercute en la tensión que ve el convertidor y así en su correcto funcionamiento. Asimismo, los convertidores LCC consumen potencia reactiva, por lo que es necesaria la instalación de equipos de compensación, en general bancos de capacitores cuya reactiva depende a su vez de la tensión AC. En el caso de que un convertidor esté conectado a una red débil y que por un evento externo (por ejemplo la salida de una línea o un generador) la impedancia Thévenin se vea incrementada, la tensión disminuirá y en el convertidor se puede producir la llamada falla de conmutación, que conlleva una interrupción de la transferencia de potencia. La presencia de bancos de capacitores no contribuye en este caso a la recuperación de la tensión, justamente porque la reactiva generada depende cuadráticamente con ésta; es por eso que se deben incorporar otros medios de compensación.

Así como la falla de conmutación, existen otros efectos de la interconexión de sistemas AC débiles mediante vínculos de continua. En estos casos es de esperar

Capítulo 1. Introducción

la aparición de sobretensiones importantes de frecuencia industrial durante maniobras de despeje de faltas, o la aparición de sobretensiones armónicas durante maniobras de energización de los transformadores convertidores [1].

En Uruguay existen dos sistemas HVDC del tipo *back to back* que conectan la red uruguaya de 50 Hz con la brasilera de 60 Hz en Rivera y en Melo. La convertora de Melo es la que tiene mayor capacidad de transferencia, teniendo una potencia nominal de 500 MW [2], y conecta a las redes en puntos donde el SCR es de 2.5 para la red uruguaya y 2.8¹ para la brasilera. Considerando este parámetro se puede decir que ambas redes son débiles, y efectivamente han experimentado los eventos que las caracterizan. Este hecho puso sobre la mesa la posibilidad de la instalación de un equipo rápido de compensación de reactiva en esta convertora y motivó el desarrollo de este trabajo de maestría.

El presente trabajo tiene como objetivo la revisión de los principales eventos en los sistemas HVDC interconectando redes AC débiles así como de los equipos disponibles para la compensación rápida de potencia reactiva que permitan la mitigación de los efectos de estos eventos. Se genera un ambiente de simulación en el software ATPDraw [3] que permite comparar el desempeño de los equipos de compensación.

1.1. Revisión bibliográfica

El tema de esta tesis ha sido estudiado extensamente desde distintos enfoques. A continuación se detallan algunas aproximaciones destacables.

En [4] se estudia el fenómeno de falla de conmutación en sistemas HVDC y los distintos parámetros que influyen en él. A su vez, se diferencia el caso de una falla simétrica en AC de una asimétrica, notando que en la segunda también ocurre un corrimiento de la fase de la tensión AC, influyendo en la posible falla de conmutación. No obstante, el efecto de la caída del módulo de la tensión es más determinante a la hora de provocar dicha falla. Se realiza una formulación teórica en la que se expresa la caída de tensión en AC necesaria para provocar la falla de conmutación en función de parámetros como la reactancia de conmutación, el margen de conmutación previo a la falla, el mínimo margen de conmutación y la corriente DC. De este estudio paramétrico se concluye que la reactancia de conmutación tiene la mayor influencia. Por otro lado, se encuentra que el sistema de control no puede evitar la falla de conmutación sino prevenir fallas subsecuentes y ayudar a recuperar el sistema.

En [5] el objeto de estudio son los sistemas HVDC-LCC cuyo rectificador está conectado a una red muy débil. El objetivo del trabajo es determinar la cantidad de compensación de potencia reactiva necesaria para mejorar el desempeño del

¹Este valor puede haber aumentado debido a cambios en la red brasilera.

1.1. Revisión bibliográfica

sistema frente a ciertos eventos en la red. Particularmente se limita a analizar el uso de capacitores fijos o de un compensador síncrono, llegando a la conclusión de que el segundo es mejor. Para llegar a esta valoración las variables que observan, en la recuperación de una falla, el tiempo de recuperación de la potencia DC, el tiempo de asentamiento y el sobretiro de la tensión.

En [6] se discute el desempeño de distintos equipos de compensación conectados en la barra del inversor en una red muy débil frente a eventos como sobretensiones provocadas por rechazo de carga o subtensiones producidas por faltas lejanas. Los equipos considerados son un banco de capacitores fijo, un compensador estático de reactiva (SVC) y un compensador síncrono, así como la combinación de los dos últimos. El modelo utilizado es el de [7] con ciertas modificaciones al control y el agregado de una carga local. Se concluye que la respuesta dinámica a las sobretensiones es mejor con el SVC, considerando el tiempo en que la sobretensión disminuye un 90 % de su valor, y por el contrario para las subtensiones el compensador síncrono es el que tiene mejor desempeño; el conjunto de estos dos equipos resulta en una mejora global. Por otra parte, en [8] se extiende este estudio al uso del STATCOM, el cual presenta claras mejoras respecto a los otros equipos analizados.

En [9] se hace un repaso teórico de los distintos métodos de compensación de reactiva considerando sus ventajas y desventajas. El más simple, pero además pobre en cuanto a desempeño, es el de poner capacitores, debido a que es una compensación fija que depende de la tensión. Por otro lado, el compensador síncrono tiene más posibilidades respecto al control que los capacitores, pero como desventaja requiere mayor mantenimiento por ser un dispositivo rotante. Por último, se resalta que los dispositivos de electrónica de potencia son controlables y estáticos.

En [10] se estudia el impacto del SCR en la falla de conmutación; una disminución en el SCR se traduce en un aumento de la reactancia de conmutación y una disminución del margen de conmutación. El SCR se ve influenciado por el modo de operación de la red y su configuración, la característica de la carga y la compensación de reactiva que haya en la estación. El trabajo presenta ejemplos de cada factor que influye en el SCR y de cómo se traducen en el margen de conmutación. Se efectúan simulaciones en MATLAB/Simulink, observando el efecto de una caída de tensión en AC del lado del inversor, para distintos valores de SCR.

En [11] se estudia la incorporación de un STATCOM a la barra inversora de un sistema HVDC que vincula dos redes AC débiles. El trabajo tiene como objetivo evaluar la viabilidad de operación de este vínculo cuando la red de la barra inversora tiene un SCR de 1, y concluye que la compensación realizada con el STATCOM, coordinada con el control del sistema HVDC, permiten dicha operación.

En [12] se estudia el llamado Índice de Inmunidad a la Falla de Conmutación (CFII por sus siglas en inglés) y su evolución con distintos SCR, encontrando que

Capítulo 1. Introducción

para mayor SCR mayor es el CFII. Asimismo, se evalúa el resultado de agregar compensadores de reactiva como un SVC y un STATCOM, así como el efecto de tener un sistema VSC-HVDC en las cercanías, sobre el índice en cuestión. El trabajo concluye que el SVC no tiene un efecto significativo en el CFII, mas el STATCOM y el VSC-HVDC operando como carga logran un incremento de este índice.

1.2. Contenido de la tesis

La tesis se distribuye en siete capítulos cuyos contenidos se resumen a continuación.

En primer lugar se presentan los elementos básicos de un sistema de transmisión en corriente continua, su funcionamiento general y sus principales estrategias de control (Capítulo 2).

Luego, se explica qué es una red de alterna débil y cómo esta característica puede afectar el funcionamiento del sistema HVDC. Se hace foco en la generación de fallas de conmutación y en el impacto de maniobras de filtros sobre la tensión (Capítulo 3).

Se describen los equipos de compensación de reactiva estudiados en este trabajo, el compensador síncrono, el SVC y el STATCOM (Capítulo 4).

Se muestran las principales características de los modelos utilizados en las simulaciones en el programa de transitorios electromagnéticos ATPDraw (Capítulo 5).

Se detallan los resultados de las simulaciones ejecutadas. Éstas incluyen: la operación en régimen permanente del sistema HVDC, el impacto de un cambio en el SCR de la red AC del inversor, el impacto de la conexión de un nuevo banco de capacitores y el efecto de los distintos compensadores de reactiva mitigando las consecuencias de estos eventos (Capítulo 6).

Por último, en el Capítulo 7 se presentan las conclusiones del estudio y posibles líneas de trabajo a futuro.

Capítulo 2

Sistemas de Alta Tensión en Corriente Continua *HVDC*

2.1. Introducción

La transmisión en Alta Tensión en Corriente Continua (HVDC por sus siglas en inglés) es una tecnología ya madura, utilizada a nivel mundial en casos en que la tecnología en alterna (AC) llega a sus límites de capacidad o se verifica una conveniencia económica.

Los sistemas HVDC permiten:

- La transmisión de grandes cantidades de potencia a largas distancias, reduciendo costos y solucionando problemas de estabilidad.
- La interconexión de sistemas eléctricos operando en distintas frecuencias.
- La transmisión de potencia mediante cables submarinos de gran longitud.

En particular, el costo de línea aérea y cable submarino por kilómetro es menor en DC que en AC; este costo está representado en la Figura 2.1 en la que se puede observar que el costo de la estación DC es mucho mayor que en AC pero que a medida que aumenta la distancia, éste se ve compensado por la reducción en costo de línea. A la distancia donde se intersectan los costos de la instalación AC y DC se la denomina *Break even distance*, y es la distancia a partir de la cual es más barato hacer una instalación DC que AC [13].

Capítulo 2. Sistemas de Alta Tensión en Corriente Continua HVDC

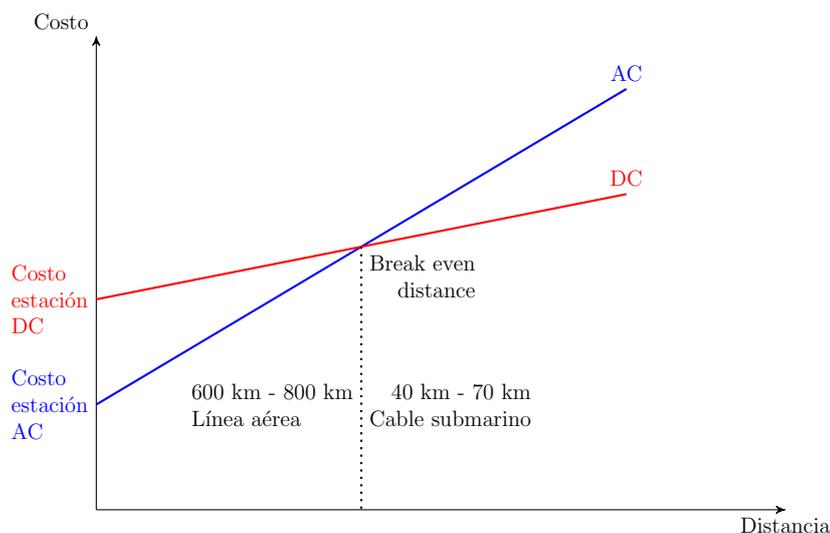


Figura 2.1: Costo de las tecnologías AC y DC según la distancia de transmisión.

2.1.1. Configuraciones de Sistemas HVDC

Los sistemas HVDC básicamente están conformados por dos convertidores AC-DC, uno operando como rectificador y otro como inversor, conectados a través de un vínculo DC. Una primera clasificación de estos sistemas se basa en el tipo de tecnología utilizada en los convertidores: los convertidores conmutados por la red, que serán los estudiados en este trabajo, y los convertidores de fuente de voltaje, que se mencionarán en la sección 2.6 y se describirán en mayor profundidad en el Capítulo 4 para una aplicación particular. Una segunda clasificación se basa en la función del vínculo DC: si es para transmitir grandes bloques de potencia a distancias largas se denominan sistemas punto a punto, mientras que si el propósito es interconectar de forma asíncrona dos redes y los convertidores están en una misma estación se denominan *back to back*. Por último, se pueden clasificar los sistemas HVDC en función de cómo sea el vínculo de continua [14]:

- Vínculo monopolar
- Vínculo bipolar
- Vínculo homopolar

El vínculo monopolar, representado en la Figura 2.2 conecta las dos estaciones con un solo conductor y usa retorno por tierra. La polaridad del conductor suele ser negativa debido a que se ha observado que el efecto corona es significativamente menor que cuando se usa polaridad positiva; esta elección tiene importancia cuando existe un sentido preferencial de la potencia, en general se tienen vínculos bidireccionales donde la polaridad del conductor cambia según el sentido de la potencia. El vínculo bipolar de la Figura 2.3 se compone de dos juegos de convertidores conectados en serie, estando el punto de conexión entre ellos a tierra;

2.1. Introducción

en este caso la conexión entre las dos estaciones se realiza mediante dos conductores, uno positivo y otro negativo, por lo que la corriente circula normalmente por ellos y no por tierra. Este tipo de vínculo tiene la ventaja que ante alguna circunstancia anormal puede seguir operando en formato monopolar. Por último, el vínculo homopolar de la Figura 2.4 efectúa la conexión con dos conductores con la misma polaridad (usualmente negativa), reduciendo los costos de aislación respecto al bipolar, y usando retorno por tierra. El retorno por tierra puede no ser una estrategia conveniente debido a la complejidad de la construcción de los electrodos y la corrosión que pueden experimentar estos y estructuras metálicas enterradas en la cercanía, entre otros efectos ambientales.

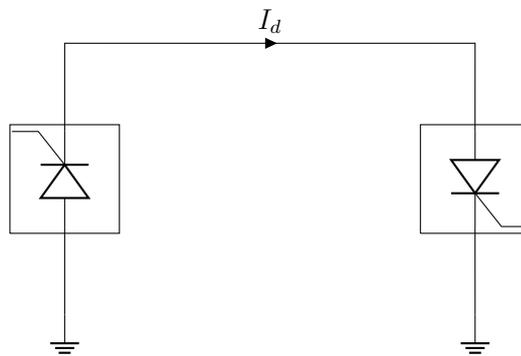


Figura 2.2: Vínculo monopolar.

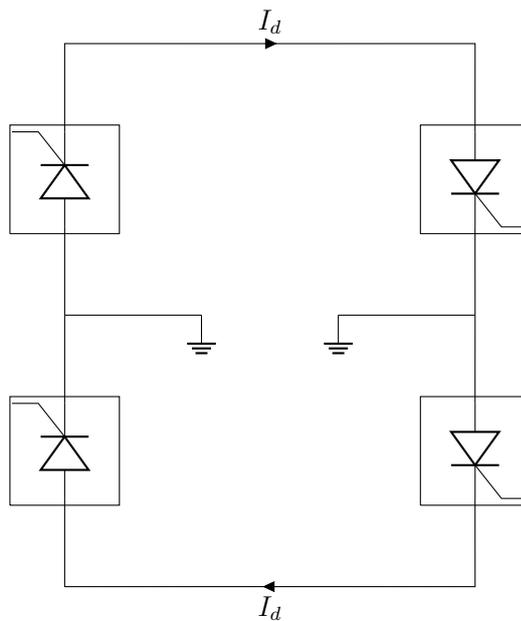


Figura 2.3: Vínculo bipolar.

Capítulo 2. Sistemas de Alta Tensión en Corriente Continua HVDC

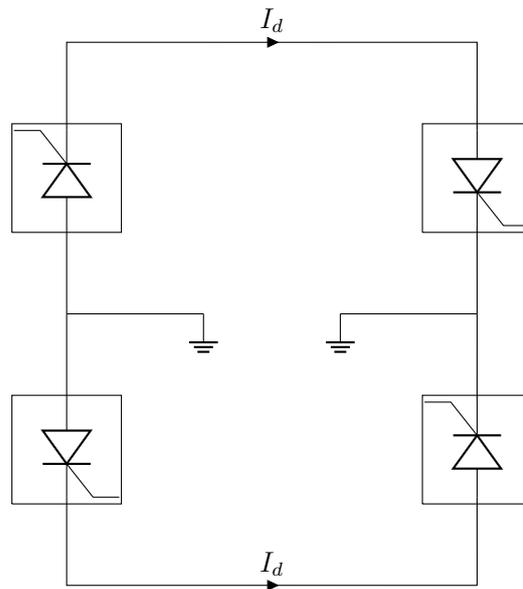


Figura 2.4: Vínculo homopolar.

2.2. Teoría de Funcionamiento

2.2.1. Convertidor 6 pulsos 2 vías

En un sistema HVDC el componente fundamental es el encargado de efectuar la conversión de tensiones y corrientes alternas a continuas y viceversa. En los sistemas estudiados, este componente es el convertidor conmutado por la red (LCC por sus siglas en inglés) en base a tiristores cuyo diagrama, en su versión más simple, se representa en la Figura 2.5.

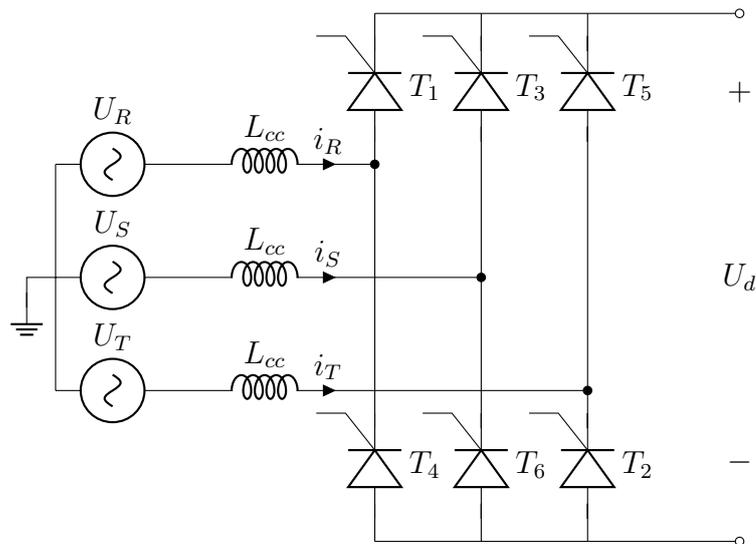


Figura 2.5: Puente rectificador 6 pulsos 2 vías.

Este trabajo no pretende explicar el funcionamiento del convertidor conmutado por la red, para ello se puede consultar cualquiera de las referencias o textos básicos de Electrónica de Potencia [15], sino exponer los resultados más relevantes.

De la Figura 2.5 se observa que cada fase de la red de alterna, representada por una fuente sinusoidal ideal en serie con una inductancia, se conecta a un par de tiristores, al ánodo de uno y al cátodo del otro, determinando así cuándo estarán en condición de poder conducir cada uno. Por ejemplo, el tiristor denominado T_1 podrá conducir cuando la tensión de la fase R sea mayor que el resto, y el T_4 cuando esta tensión de fase sea menor, se dice que esas condiciones respecto a las tensiones de fase se dan en los instantes de conmutación natural de los tiristores. Esta conducción será tal que en el borne positivo señalado se copiarán los 120° de mayor amplitud de cada fase, y en el negativo los 120° de menor amplitud, logrando que su resta sean los 60° de mayor amplitud de cada tensión compuesta. Es decir, el funcionamiento de estos convertidores se basa en imponer en la salida recortes de los tramos de mayor amplitud de la tensión compuesta de alterna.

La operación descrita es en realidad la obtenida utilizando diodos como llaves,

Capítulo 2. Sistemas de Alta Tensión en Corriente Continua HVDC

sin embargo, el tiristor tiene la ventaja de que el comienzo de su conducción puede ser controlado; una vez que se da el instante de conmutación natural, se puede disparar el tiristor un tiempo determinado después dado por el llamado ángulo de disparo α .

La Figura 2.6a representa la actuación del convertidor. Las tensiones sinusoidales son las compuestas de la red, y el trazo continuo azul es la tensión resultante a la salida que, como se puede visualizar, coincide con las tensiones alternas en los tramos en que la amplitud es mayor, y toma estos valores un ángulo α luego del instante de conmutación natural. En los 360° representados la tensión de salida presenta seis pulsos, de ahí parte de su denominación. La situación mostrada en la Figura 2.6a es de operación como rectificador, siendo el α menor a 90° , mientras que en la Figura 2.6b la operación es de inversor, con α mayor a 90° . El valor medio de la tensión, trazo rojo discontinuo, en el primer caso es positivo y en el segundo negativo.

Las formas de onda referidas, no obstante, se basan en dos hipótesis a tener en cuenta: que la corriente de salida es mayor a cero y que las inductancias del equivalente de la red son despreciables. Bajo estas consideraciones, el valor medio de la tensión de salida del puente es:

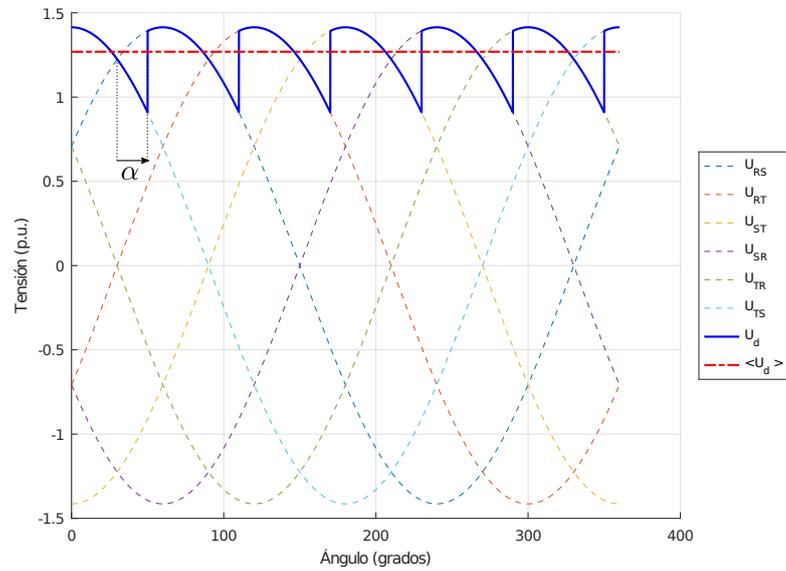
$$U_d = \frac{3}{\pi} \sqrt{2} U \cos \alpha \quad (2.1)$$

donde U es el valor eficaz de la tensión compuesta de la red de alterna.

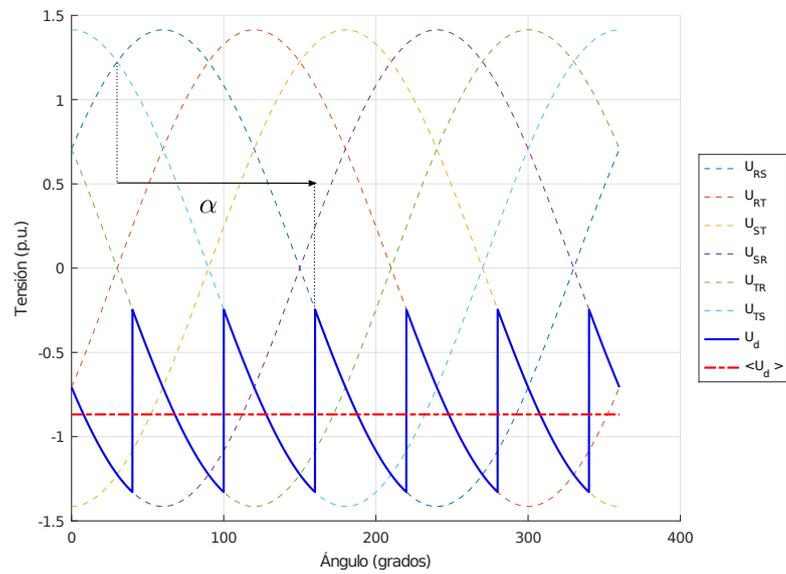
La primera hipótesis que se mencionó respecto a ser la corriente de salida constante es aceptable en el contexto de la aplicación particular del convertidor, puesto que uno de los principales objetivos del control de un sistema HVDC es mantener la corriente DC constante. Sin embargo, la segunda hipótesis implica suponer que estos sistemas siempre estarán conectados a redes fuertes y esto no es así, acarreando importantes consecuencias para el funcionamiento que tendrán que ser consideradas por el sistema de control.

En la Figura 2.7 se muestra la forma de onda de la corriente alterna consumida por el convertidor en una de las fases. Se puede observar que es una cuasicuadrada, siendo positiva cuando conduce el tiristor correspondiente del grupo superior y negativa cuando conduce el del grupo inferior, de ahí el origen de la segunda parte del nombre del convertidor, dos vías. Esta corriente tiene un gran contenido armónico, por lo cual se aplican distintas estrategias para reducirlo.

2.2. Teoría de Funcionamiento



(a) Tensión de salida del puente 6 pulsos 2 vías (trazo azul-continuo) con un ángulo de disparo α menor a 90° ; en trazo punteado están representadas las tensiones compuestas del sistema AC trifásico; en trazo rojo-punteado se representa el valor medio de la tensión de salida.



(b) Tensión de salida del puente 6 pulsos 2 vías (trazo azul-continuo) con un ángulo de disparo α mayor a 90° ; en trazo punteado están representadas las tensiones compuestas del sistema AC trifásico; en trazo rojo-punteado se representa el valor medio de la tensión de salida.

Figura 2.6: Tensiones de salida de un puente rectificador seis pulsos dos vías operando como rectificador (a) y como inversor (b).

Capítulo 2. Sistemas de Alta Tensión en Corriente Continua HVDC

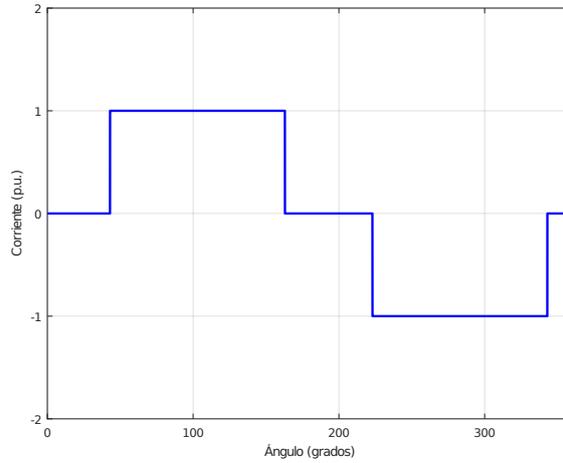


Figura 2.7: Corriente por una fase de alimentación del puente.

El efecto de las inductancias de la red, las denominadas L_{cc} en la Figura 2.5, se manifiesta en que la conmutación de corriente de un tiristor a otro no se efectúa instantáneamente sino que demora un cierto tiempo t_u . Este tiempo corresponde a un ángulo u , llamado ángulo de conmutación, que se puede calcular despejándolo de la siguiente ecuación:

$$\cos(\alpha + u) = \cos \alpha - \sqrt{2} X_{cc} \frac{I_d}{U} \quad (2.2)$$

donde $X_{cc} = \omega L_{cc}$ es la reactancia de la red, con $\omega = 2\pi f$ la frecuencia angular.

Es importante resaltar que este ángulo es monótonamente creciente respecto a X_{cc} y a I_d y monótonamente decreciente con U , variables que serán de particular importancia para el correcto funcionamiento del convertidor.

La consecuencia inmediata de la existencia del ángulo de conmutación no nulo es una caída en el valor medio de la tensión de salida. En las Figuras 2.8a y 2.8b se muestra el efecto en la forma de onda de salida tanto en operación rectificadora como inversora. El valor medio resultante en este caso se calcula como:

$$U_d = \frac{3}{\pi} \sqrt{2} U \cos \alpha - \frac{3}{\pi} X_{cc} I_d \quad (2.3)$$

Si, además, se toman en cuenta las caídas resistivas globales (representadas por una resistencia r) y la caída de tensión de los tiristores (V_T), se obtiene una expresión completa de la tensión media de salida.

$$U_d = \frac{3}{\pi} \sqrt{2} U \cos \alpha - \frac{3}{\pi} X_{cc} I_d - r I_d - 2V_T$$

Cuando el convertidor opera como inversor el ángulo de conmutación cobra particular importancia. Teóricamente, un tiristor puede ser disparado desde su

2.2. Teoría de Funcionamiento

instante de conmutación natural hasta 180° después, es decir, mientras esté en bloqueo directo (tensión ánodo-cátodo positiva). Si se dispara muy cerca de los 180° el tiristor que se está apagando pasa inmediatamente a estado de bloqueo directo, lo cual no sería un problema si se tratara de componentes ideales. Sin embargo, un tiristor, para completar su apagado y que efectivamente pueda conducir el siguiente, tiene que permanecer en bloqueo inverso durante cierto tiempo t_q para lograr desagotar todos los portadores. Para entender mejor la situación se exponen las Figuras 2.9 y 2.10 ¹; en la primera se muestran las tensiones de fase en trazo punteado y la tensión del terminal positivo en trazo continuo, en la segunda se muestran las tensiones sobre los tiristores T_1 y T_5 cuya conmutación se va a analizar, a su vez se señalan tres ángulos relevantes. El ángulo α está señalado desde el instante en que la tensión U_R se hace mayor que la tensión U_T ; en esta circunstancia el tiristor que está conduciendo del grupo superior es el T_5 y el que entra en bloqueo directo es el T_1 , pronto para ser disparado. La conmutación de corriente de T_5 a T_1 comienza en α y concluye en $\alpha + u$, por lo cual si α es un ángulo grande, $\alpha + u$ puede estar cerca de 180° y por tanto el ángulo durante el cual T_5 estará en bloqueo inverso, señalado en las Figuras como γ , será insuficiente para desalojar sus portadores posibilitando un re-encendido una vez que entre en bloqueo directo en los 180° . Este efecto, denominado *falla de conmutación*, trae como consecuencia, en este caso, que la tensión en el terminal positivo será siempre la de la fase U_T y no obtenga una tensión continua a la salida. El ángulo γ se denomina margen de conmutación y es una variable que debe ser controlada para siempre tener un valor mínimo que permita el correcto apagado de los tiristores, es decir que el tiempo correspondiente a este ángulo debe ser siempre mayor al tiempo t_q específico de cada tiristor. Por definición γ cumple:

$$\alpha + u + \gamma = 180^\circ$$

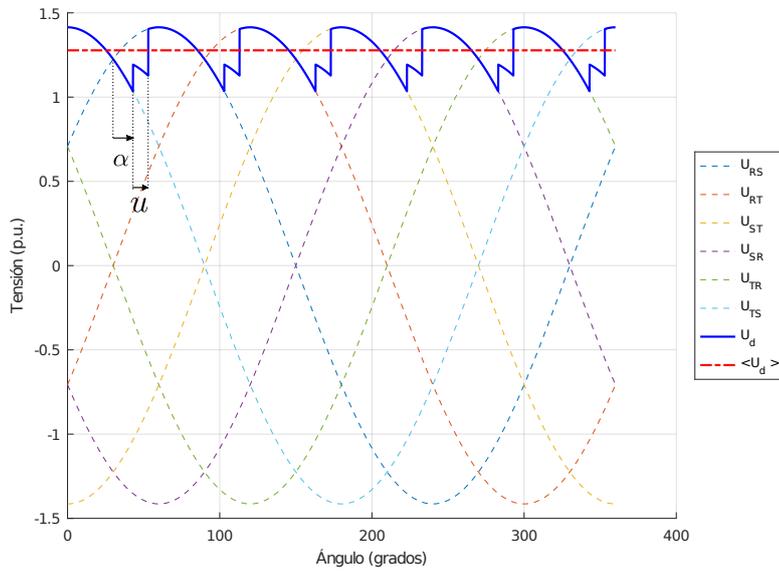
El γ mínimo no sólo tiene que permitir el correcto apagado del tiristor que conduce ($\gamma > t_q\omega$) sino que además tiene que tener en cuenta los posibles cambios en la tensión o corriente que puedan incrementar el ángulo u según la ecuación (2.2).

El valor medio de la tensión de salida, con la polaridad indicada en la Figura 2.5, se puede expresar en función de γ como:

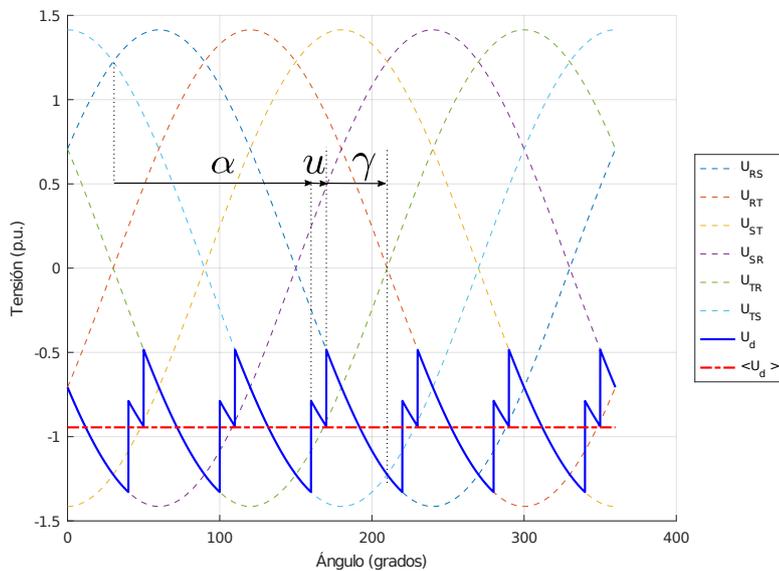
$$U_d = -\frac{3}{\pi}\sqrt{2}U \cos \gamma + \frac{3}{\pi}X_{cc}I_d \quad (2.4)$$

¹En estas figuras se muestra un funcionamiento correcto.

Capítulo 2. Sistemas de Alta Tensión en Corriente Continua HVDC



(a) Tensión de salida del puente 6 pulsos 2 vías (trazo azul-continuo) con un ángulo de disparo α menor a 90° ; en trazo punteado están representadas las tensiones compuestas del sistema AC trifásico; en trazo rojo-punteado se representa el valor medio de la tensión de salida.



(b) Tensión de salida del puente 6 pulsos 2 vías (trazo azul-continuo) con un ángulo de disparo α mayor a 90° ; en trazo punteado están representadas las tensiones compuestas del sistema AC trifásico; en trazo rojo-punteado se representa el valor medio de la tensión de salida.

Figura 2.8: Tensiones de salida de un puente rectificador seis pulsos dos vías operando como rectificador (a) y como inversor (b) considerando el efecto de la conmutación.

2.2. Teoría de Funcionamiento

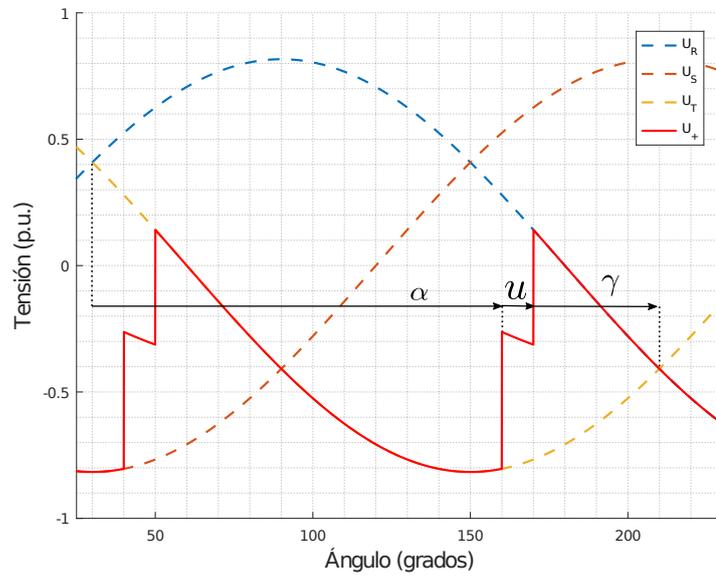


Figura 2.9: Tensión del terminal positivo (terminal de los cátodos comunes) del convertidor operando como inversor, en trazo continuo, junto con las tensiones de fase de la red AC.

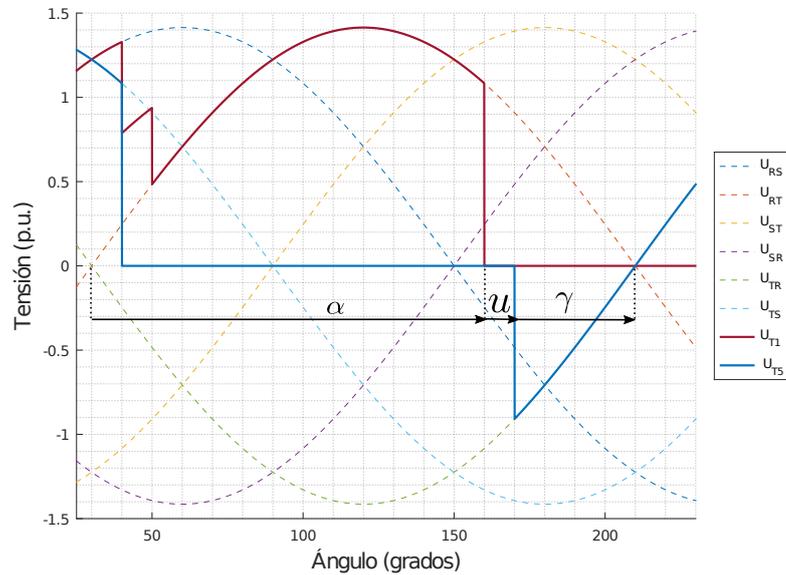


Figura 2.10: Tensiones ánodo-cátodo de los tiristores T_5 y T_1 durante la conmutación del primero al segundo en funcionamiento como inversor, junto con las tensiones compuestas de la red AC.

2.2.2. Convertidor 12 pulsos

En la sección anterior se mostró cómo es la forma de onda de la corriente por una fase de la red AC y se observó que, al ser una cuasicuadrada, tiene un gran contenido armónico que es necesario reducir. Se establecen básicamente dos estrategias: una es la instalación de filtros, que se describirán más adelante, la segunda es utilizar la configuración de doce pulsos.

En líneas generales, el convertidor de doce pulsos dos vías, mostrado esquemáticamente en la Figura 2.11, se compone de dos convertidores de seis pulsos conectados en serie, siendo la tensión de salida la suma de las dos tensiones de salida de estos convertidores. Asimismo, la conexión a la red se lleva a cabo mediante un transformador de tres devanados (o dos transformadores con conexión análoga), cuyos secundario y terciario están conectados uno en estrella y el otro en triángulo, de esta manera las tensiones de salida de cada devanado están desfasadas 30° unas respecto a otras. Cada devanado se conecta a un convertidor que a su vez se comanda con el mismo ángulo de disparo α . La tensión de salida resultante se muestra en la Figura 2.12, junto con los dos conjuntos de tensiones alternas. Análogamente a la configuración de seis pulsos, en este caso la tensión de salida presenta doce pulsos en 360° , cada uno de 30° .

Lo interesante de esta conexión es que se consigue una corriente consumida de la red con una característica más cercana a la sinusoidal, es decir con menos armónicos. La corriente se puede visualizar en la Figura 2.13. Gracias a esta configuración se pueden eliminar los armónicos 5 y 7. Adicionalmente, la tensión DC de salida tiene una frecuencia de 600 Hz más fácil de filtrar.

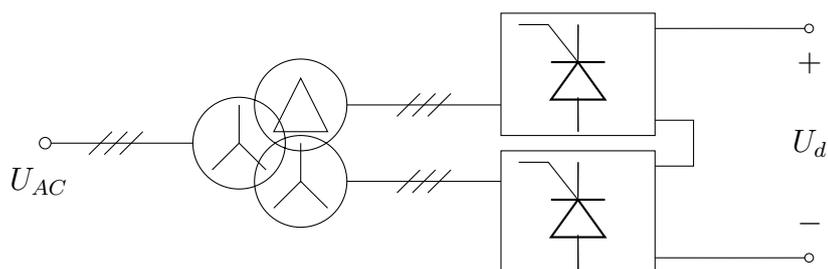


Figura 2.11: Puente rectificador de 12 pulsos.

2.2. Teoría de Funcionamiento

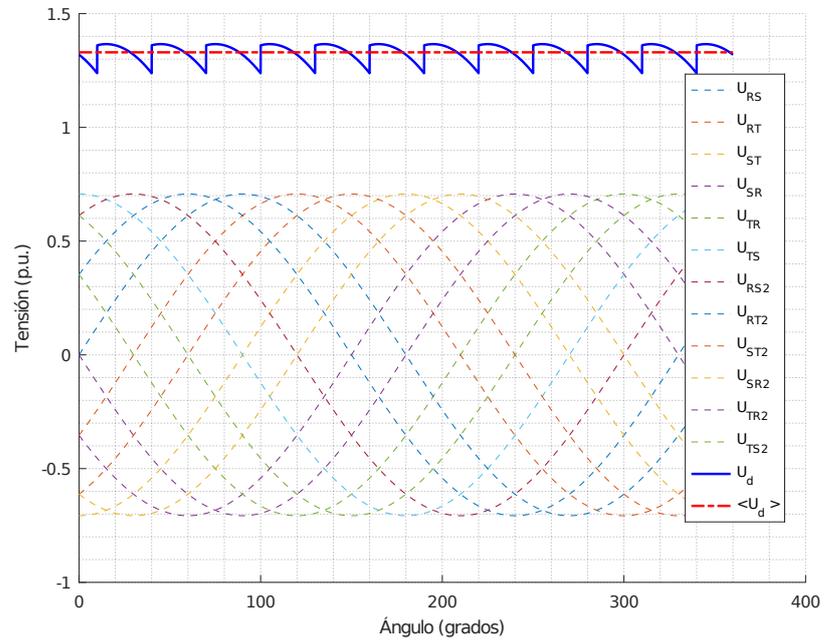


Figura 2.12: Tensión de salida en un convertidor de 12 pulsos.

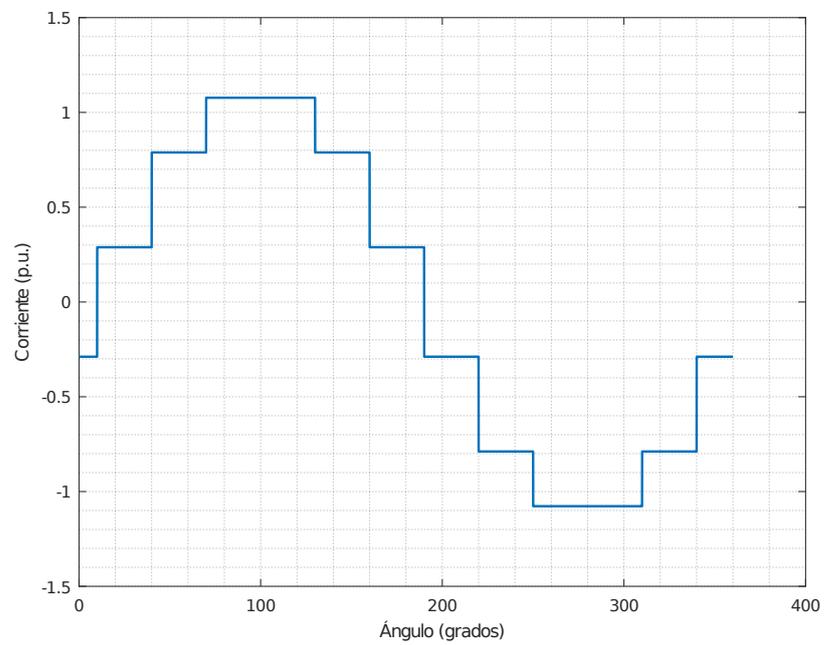


Figura 2.13: Corriente alterna por una fase en un convertidor de 12 pulsos.

2.2.3. Configuración clásica del sistema HVDC

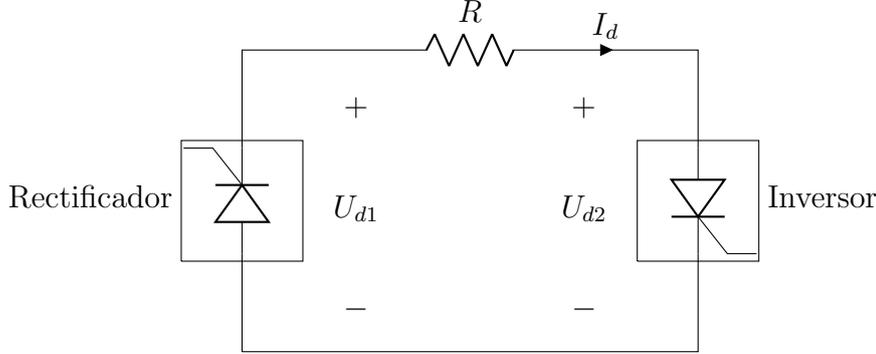


Figura 2.14: Configuración clásica del sistema HVDC.

Los sistemas HVDC están inmersos en la red AC, por lo cual, si se quiere transmitir potencia en DC, es necesario hacer una doble conversión, de AC a DC y luego de DC a AC. Para ello se utiliza la configuración mostrada en la Figura 2.14. En ella dos puentes de tiristores, normalmente de doce pulsos, se conectan en antiparalelo a través de un conductor de DC (cable o línea aérea dependiendo de la aplicación) modelado en la figura como una resistencia R ; uno de los convertidores funciona como rectificador y otro como inversor, de esta manera la potencia eléctrica fluye de la red AC conectada al rectificador a la red AC conectada al inversor.

De la Figura 2.14 se deduce que la corriente I_d está determinada por:

$$I_d = \frac{U_{d1} - U_{d2}}{R}$$

Usando las ecuaciones (2.3) y (2.4) se calculan las tensiones del rectificador U_{d1} e inversor U_{d2} , invirtiendo la polaridad de la ecuación (2.4) para ser coherente con la Figura 2.14:

$$U_{d1} = \frac{3}{\pi} \sqrt{2} U_{AC1} \cos \alpha_r - \frac{3}{\pi} X_{cc1} I_d$$

$$U_{d2} = \frac{3}{\pi} \sqrt{2} U_{AC2} \cos \gamma_i - \frac{3}{\pi} X_{cc2} I_d$$

siendo:

- U_{AC1} y U_{AC2} las tensiones eficaces del lado de alterna del rectificador e inversor respectivamente. En la próxima sección se utilizará la expresión $U_{d0x} = \frac{3}{\pi} \sqrt{2} U_{ACx}$.
- X_{cc1} y X_{cc2} las reactancias de cortocircuito de las redes de alterna del rectificador e inversor respectivamente. En la próxima sección se utilizará la expresión $R_{cx} = \frac{3}{\pi} X_{ccx}$.

2.2. Teoría de Funcionamiento

- α_r el ángulo de disparo del rectificador.
- γ_i el margen de conmutación del inversor.

2.3. Control de sistemas HVDC

En esta sección se presentan los principales objetivos del sistema de control de un sistema HVDC, sus características de operación así como los esquemas básicos de funcionamiento.

2.3.1. Qué controlar y con qué variables

En la Tabla 2.1 se exponen algunos de los objetivos del sistema de control de un sistema HVDC. Se hace notar adicionalmente que el objetivo principal del sistema HVDC es la transferencia de una determinada potencia, desde el extremo rectificador al inversor; para ello, a una tensión externa dada, se debe controlar la corriente.

¿Qué quiero?	¿Por qué?	Control
Limitar y controlar la máxima corriente I_d	Controlar la potencia a transferir y proteger las válvulas ²	Control de corriente constante en el rectificador
Utilizar el máximo voltaje	Disminuir pérdidas en transmisión	Control de tensión constante en el inversor
Reducir las fallas de conmutación	Estabilidad	Control del mínimo γ
Reducir el consumo de potencia reactiva en los convertidores	Regulación de tensión y disminución de corriente en líneas y transformadores	Ángulos de disparo α mínimos y <i>tap changer</i> de los transformadores.

Tabla 2.1: Objetivos y estrategias del control [14].

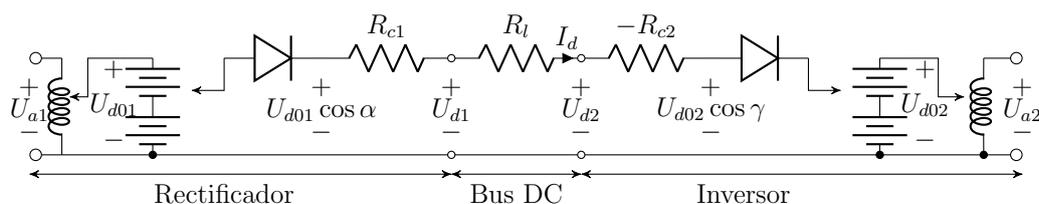


Figura 2.15: Modelo de la configuración de un sistema HVDC.

El circuito de la Figura 2.15 es un modelo del sistema HVDC de la figura 2.14 [16]. Cada elemento del circuito representa los distintos aspectos del sistema, a saber:

- U_{a1} y U_{a2} son las tensiones de alterna del lado del rectificador y del inversor respectivamente. Las bobinas con punto de conexión variable representan la

²El término válvula refiere al conjunto de tiristores en serie que se utilizan para formar una llave que soporte la tensión de bloqueo.

2.3. Control de sistemas HVDC

acción de los *taps* de los transformadores del lado AC. Las tensiones de pico resultantes en cada extremo son U_{d01} y U_{d02} .

- Las fuentes de continua representan la acción de rectificado, su punto de conexión variable simula la acción de la variación del ángulo de disparo α . La tensión media impuesta es $U_{d01} \cos \alpha$ del lado del rectificador y $U_{d02} \cos \gamma$ del lado del inversor. Cabe aclarar que α es el ángulo de disparo del rectificador y γ es el margen de conmutación del inversor.
- Los diodos modelan el hecho de que la corriente sólo puede circular en ese sentido.
- R_{c1} y R_{c2} modelan las pérdidas de conmutación. Puede resultar anti-intuitivo tener una resistencia negativa, pero es el resultado de expresar la tensión de salida del inversor (U_{d2}) con la polaridad del dibujo y en función de γ .
- U_{d1} y U_{d2} son las salidas del rectificador e inversor respectivamente.
- R_l es la resistencia del conductor de continua.
- I_d es la corriente que circula por el conductor de continua. Como se mencionó en un ítem anterior, sólo circula en un sentido independientemente del modo de operación (para dónde se transfiere la potencia). Es la principal variable a controlar.

La ecuación (2.5) es la que describe el modelo anterior, la cual nos muestra qué variables se pueden manipular para poder controlar la corriente I_d .

$$I_d = \frac{U_{d01} \cos \alpha - U_{d02} \cos \gamma}{R_{c1} + R_l - R_{c2}} \quad (2.5)$$

Asumiendo que las resistencias R_l , R_{c1} y R_{c2} son constantes, la manera de mantener la corriente constante es que la diferencia entre las tensiones del rectificador y del inversor (sin sus pérdidas de conmutación que ya están incluidas en las resistencias) también lo sea. Por lo tanto, las variables controlables que entran en juego son:

- Las tensiones U_{d01} y U_{d02} controlables mediante el *tap* del transformador. Éste es un control lento pues hay interacciones mecánicas involucradas.
- El ángulo de disparo α del rectificador controlable mediante electrónica. Se tiene que tener en cuenta que este ángulo tiene un valor mínimo distinto de cero, de modo de asegurar que haya una tensión positiva en bornes del tiristor. A su vez, se desea que α se mantenga en valores chicos para minimizar el consumo de reactiva.
- El ángulo de conmutación γ del inversor, controlable mediante electrónica ajustando el ángulo de disparo respectivo. Este parámetro tiene un valor mínimo límite para evitar fallas de conmutación y, asimismo, se debe mantener chico para minimizar el consumo de reactiva.

2.3.2. Característica $I_d - U_d$

En la Figura 2.16 se observan las características corriente - tensión del rectificador (recta A-B) y del inversor (recta C-D). Lo usual es que el rectificador sea el encargado de controlar la corriente, por eso la recta A-B es una vertical, y que el inversor mantenga el margen de conmutación constante, característica llamada *Constant Extinction Angle* (C.E.A.). La intersección entre las rectas (punto OP1) es el punto de operación del circuito, la tensión U_d corresponde a un punto arbitrario del circuito, en este caso se eligió el punto de conexión del rectificador al conductor de continua.

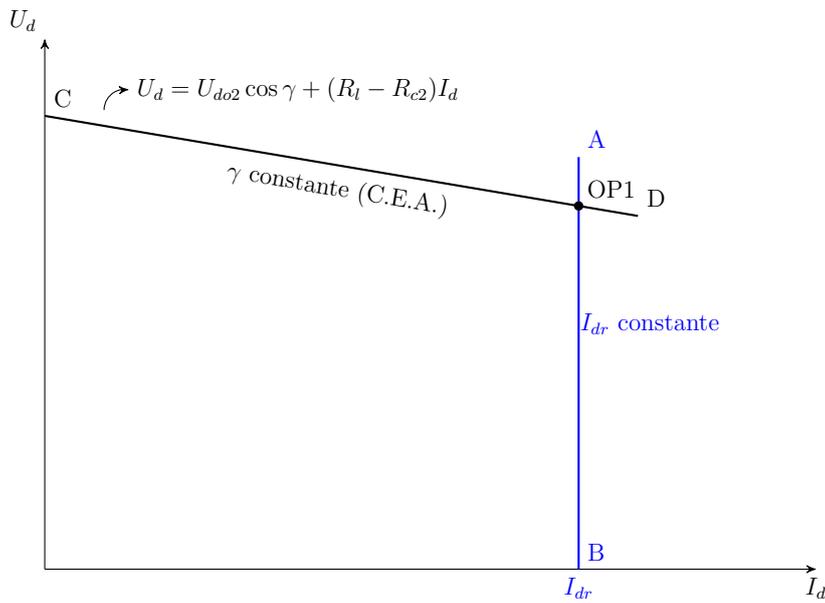


Figura 2.16: Característica corriente - tensión del sistema.

Básicamente, el control de corriente es tal que, si la corriente se desvía de su valor de referencia, por ejemplo por un cambio de la tensión U_{d01} (por influencia de la red AC adyacente), se ejerce un cambio en el valor de α . Si U_{d01} aumenta, α aumentará, si U_{d01} disminuye, α tiene que disminuir también, siempre con el objetivo de mantener la diferencia de tensiones constante según la ecuación (2.5).

Por otro lado, si la consigna del inversor es mantener γ constante, frente a un cambio en la tensión U_{d02} , su característica tendrá un desplazamiento vertical, como el de la Figura 2.17 (caso en que disminuye la tensión del lado de alterna), por lo que el control del rectificador tendrá que aumentar el α para mantener la corriente constante, operando en el punto OP2. El efecto que tiene es que disminuye la transferencia de potencia.

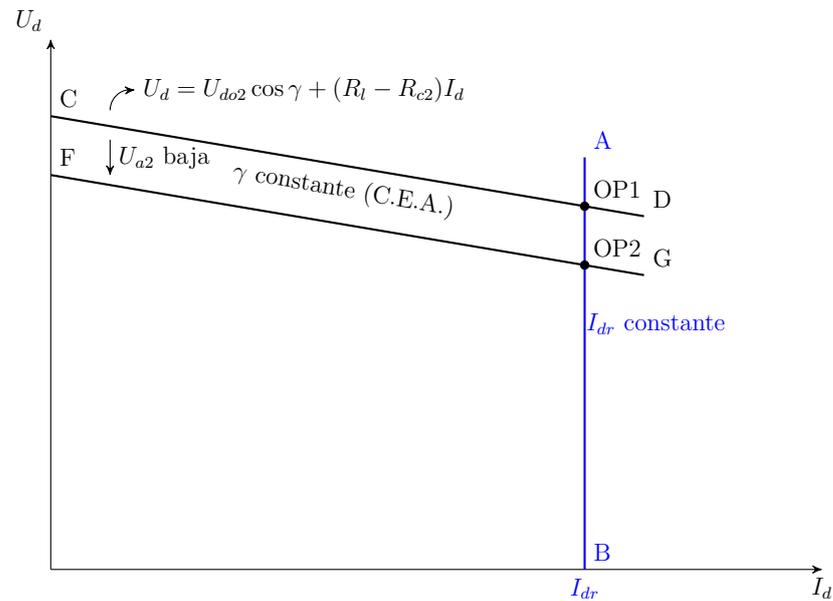


Figura 2.17: Característica corriente - tensión del sistema cuando baja la tensión del lado de alterna del inversor.

Para volver al punto de operación inicial sería necesaria la acción del *tap* del transformador del inversor. En la práctica, el *tap* del rectificador es controlado automáticamente manteniendo al ángulo α en un rango entre 10° y 20° . Estos valores representan el compromiso entre mantener alto el factor de potencia y tener un margen para rápidos incrementos del voltaje del rectificador.

En el caso en que el voltaje de la red adyacente al rectificador disminuya (o también cuando aumente el de la red del inversor), el control del rectificador deberá actuar disminuyendo el α . Si la subtensión es grande se alcanzará el ángulo de disparo mínimo α_{min} antes de lograr la tensión DC necesaria para mantener la corriente. Cuando ocurre esto el rectificador pasa a operar en la característica que mantiene α_{min} y no controla corriente.

En la Figura 2.18 se observa en “operación normal” que el punto de operación OP1 corresponde a un α determinado para que la intersección de las características del rectificador y el inversor se de a la corriente consigna I_{dr} . Por otra parte, se muestra, si no hay cambios en la tensión, cómo se traslada verticalmente la característica del rectificador al variar el α a su valor mínimo. Para este caso no hay intersección con la característica del inversor, salvo para corrientes DC muy altas, a menos que se efectúe algún cambio en γ o en U_{d02} .

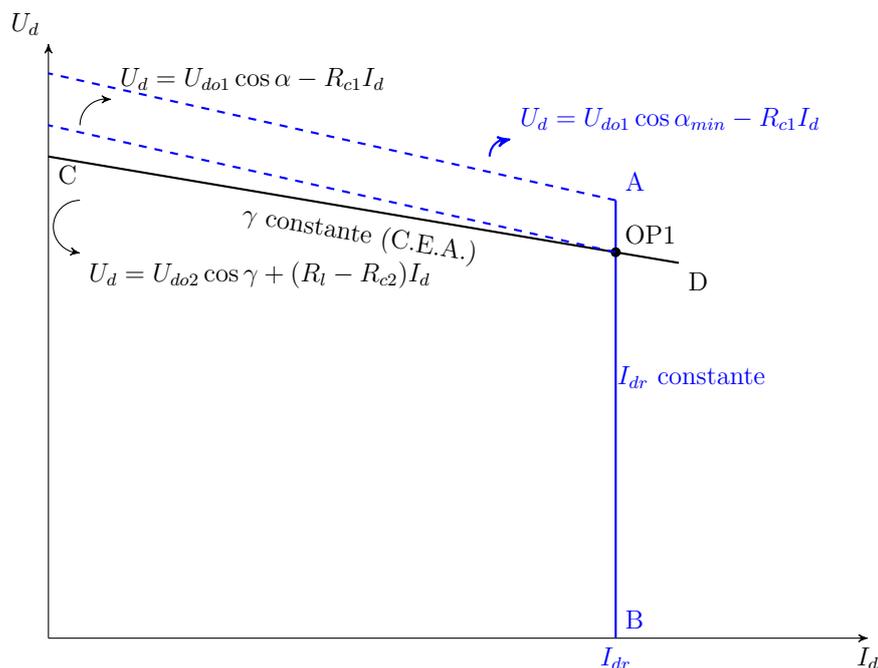


Figura 2.18: Característica α_{min} del rectificador. Para una misma tensión U_{d01} (tensión de la red AC adyacente constante) el rectificador puede controlar la corriente modificando el ángulo de disparo α . Sin embargo, para aumentar la corriente se tiene un valor mínimo de α a partir del cual empieza a operar manteniendo este ángulo constante.

Como se mencionó anteriormente, puede ocurrir que el rectificador, frente a una gran subtensión externa, llegue a imponer el α_{min} sin recuperar la corriente (ver Figura 2.19). En este caso el inversor toma el control de la corriente a un valor I_{di} menor a la consigna del rectificador por un valor ΔI . Esta situación se visualiza en la Figura 2.20.

La diferencia entre las corrientes de referencia ΔI debe ser lo suficientemente grande como para que las características no se solapen por errores de medida. De esta manera, en operación normal (o tensión en el inversor baja), el regulador de corriente del inversor “ve” una corriente muy alta y trata de bajarla disminuyendo el γ , pero no puede hacerlo porque el controlador de C.E.A. ya está disparando las válvulas. Por otro lado, bajo situaciones anormales (baja tensión en el rectificador y corriente controlada por el inversor) el regulador de corriente del rectificador ve una corriente muy baja y trata de aumentarla disminuyendo α , pero no puede hacerlo pues ya está en el valor mínimo; el inversor, de forma de controlar la corriente, opera a un γ mayor al mínimo, lo cual es posible debido a que el regulador de corriente dispara las válvulas antes que el control C.E.A. tenga chance de hacerlo.

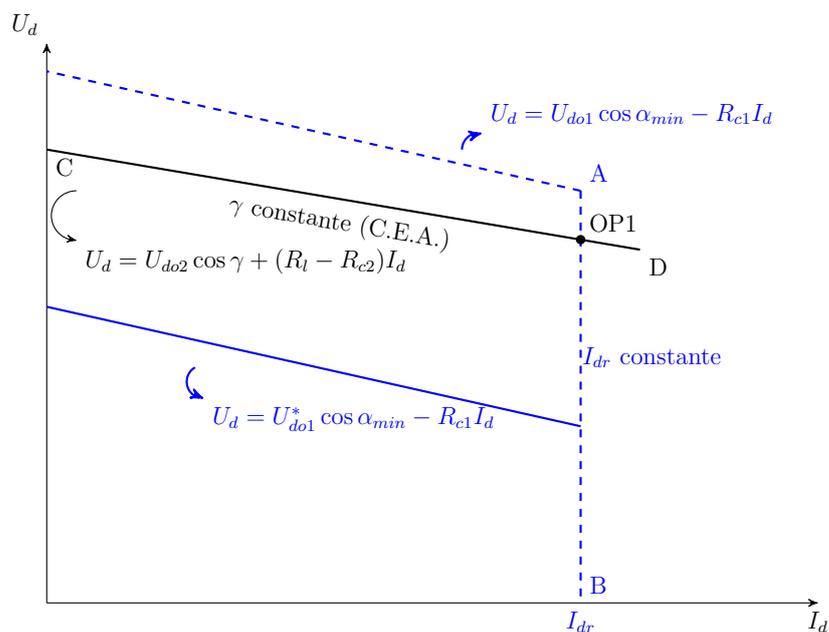


Figura 2.19: Característica α_{min} del rectificador con una tensión U_{d01}^* menor. Al tener una gran subtensión del lado de AC del rectificador éste intenta disminuir el α hasta su valor mínimo sin lograr exitosamente mantener la corriente. Esto se manifiesta en que no existe un punto de intersección con la característica del inversor.

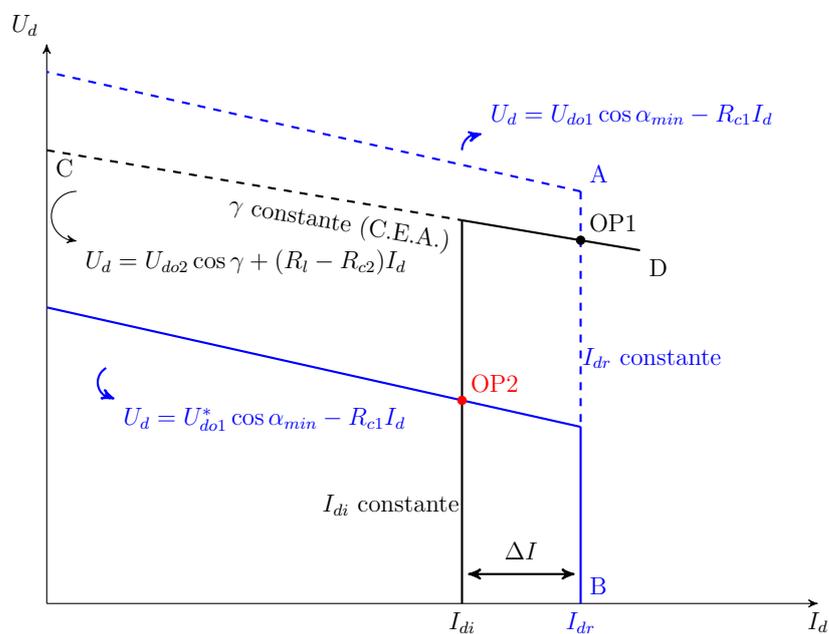


Figura 2.20: Característica α_{min} del rectificador con una tensión U_{d01}^* menor, característica corriente constante del inversor. Al tener una caída de tensión del rectificador, éste pasa a controlar el ángulo de disparo en su valor mínimo y el control de corriente queda a cargo del inversor, con una consigna de corriente $I_{di} = I_{dr} - \Delta I$.

2.3.3. Modificaciones a la característica $I_d - U_d$

Las características tensión - corriente mostradas anteriormente son siempre adaptadas a los requerimientos de cada sistema HVDC en particular. No obstante, hay dos modificaciones básicas que se muestran en la Figura 2.21 que son tenidas en cuenta para cualquier sistema.

La primera es el cambio de pendiente en la característica del inversor cuando éste pasa de operar controlando el margen de conmutación a controlar la corriente. El objetivo es darle un camino de transición (recta $D - C'$) a la curva para evitar posibles múltiples puntos de operación (puntos de intersección con la característica del rectificador).

La segunda modificación, y tal vez más relevante, es el cambio en la orden de corriente para tensiones bajas. Se puede observar en la Figura 2.21 que a partir de cierto punto B' , la corriente empieza a disminuir junto con la tensión. Esta característica es la llamada VDCOL (*Voltage Dependent Current Order Limit*) y tiene como función limitar la corriente cuando hay una gran caída de tensión. Esto último sucede cuando ocurre una falla en las redes de alterna adyacentes y el consumo de reactiva por parte de los convertidores aumenta, pudiendo ser limitado por la reducción de la corriente. Asimismo, es importante resaltar que según la expresión del ángulo de conmutación de los tiristores (ecuación (2.2)), éste crece con el cociente $\frac{I_d}{U_{AC}}$, por lo que si no se reduce la corriente cuando baja la tensión de alterna, se corre el riesgo de tener falla de conmutación.

Por otra parte, se establecen límites a las características anteriores relacionados con la protección de los tiristores así como los requerimientos de operación. Estos se visualizan en la Figura 2.22 y comprenden:

- Límites superiores en la tensión y la corriente continuas como protección dieléctrica y térmica de los equipos.
- Límite inferior de corriente necesario para que los tiristores puedan conducir.
- Ángulo de disparo mínimo del rectificador α_{rmin} asegurando una tensión pequeña en bloqueo directo para que cada tiristor pueda ser encendido.
- Ángulo de disparo mínimo del inversor α_{imin} para asegurar su operación como inversor.

2.3. Control de sistemas HVDC

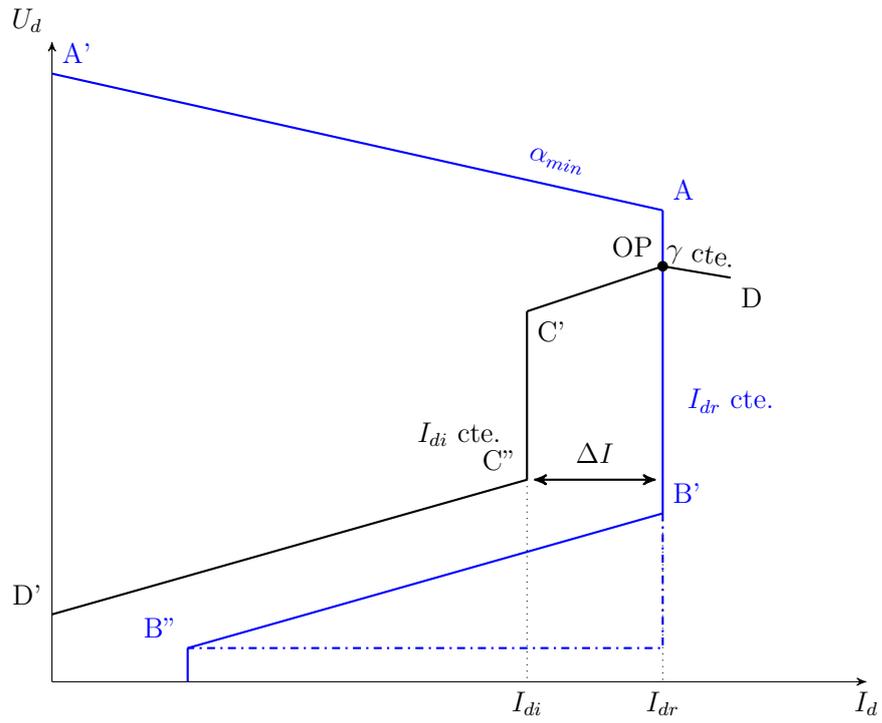


Figura 2.21: Modificaciones a la curva tensión - corriente.

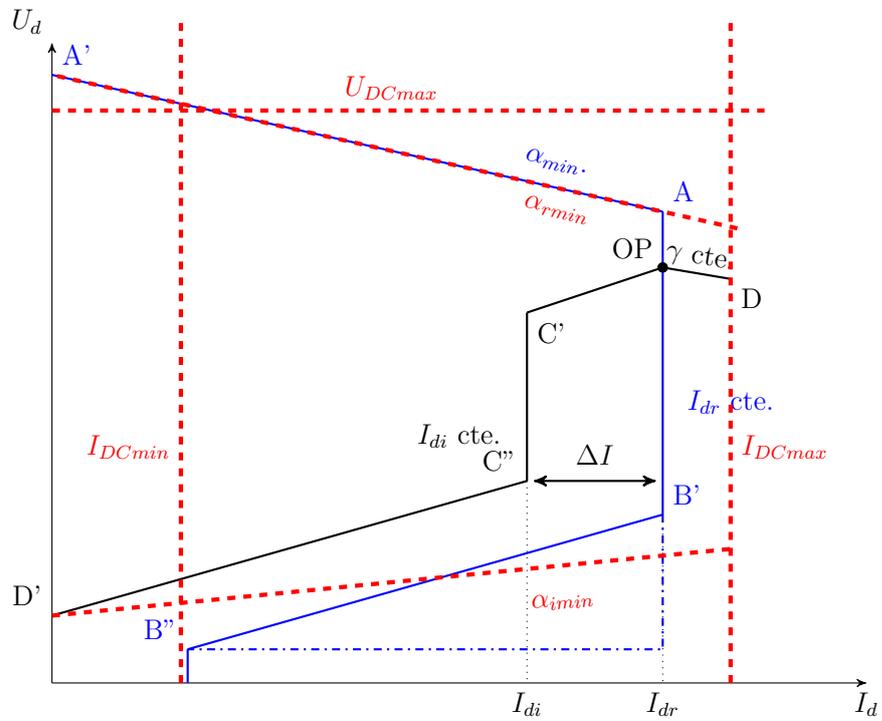


Figura 2.22: Límites a la curva tensión - corriente.

2.3.4. Esquemas básicos de control

Si bien existe una gran cantidad de posibilidades a la hora de implementar el control de los sistemas HVDC, en esta sección se mencionarán algunas de ellas [13], enfatizando en qué magnitudes son las medidas para tomar acciones, ya sea sobre el ángulo de disparo de los tiristores o sobre el conmutador bajo carga de los transformadores.

Phase Locked Loop

Los tiristores que conforman los convertidores conmutados por la red, como se explicó anteriormente, entran en estado de bloqueo directo (instante de conmutación natural) según las fases de la red a la que están conectados, y el ángulo de disparo α , teóricamente igual para todos los tiristores, se mide respecto a este momento. Esta lógica de medir α desde el instante de conmutación natural para cada tiristor, no es óptima ya que la red puede variar su frecuencia y puede presentar desbalances en las fases. Es por esto que en general el disparo de los tiristores se efectúa mediante circuitos que implementan un *phase locked loop* (PLL) o *phase locked oscillator* (PLO), los cuales permiten una correcta sincronización con la red. En esta sección se verán dos ejemplos básicos de PLL enfocados en el control de corriente.

En el diagrama de la Figura 2.23 se muestra un sistema de control basado en el principio del PLL según [17]. Los principales componentes, que están siempre presentes, son el oscilador controlado por voltaje (VCO), señalizado como 7 en 2.23, y el *ring counter* de seis etapas, señalizado como 8; el primero es un circuito que provee a la salida una señal cuya frecuencia es proporcional al voltaje de entrada, el segundo se encarga de separar esa señal en pulsos para cada tiristor. En una situación de régimen el voltaje de entrada del VCO V_c debería ser tal que su frecuencia de salida f_1 sea igual a $6f$, siendo f la frecuencia de la red; en caso contrario V_c se debe construir considerando las variables de control. En la Figura 2.23 se puede observar que el V_c se construye con la salida de varios circuitos de control, en particular V_{c1} corresponde a la salida de un comparador de corriente de referencia con corriente medida. Si se da un cambio en la corriente, ya sea por un cambio de carga o de consigna, V_{c1} se sumará al V_c existente lo cual implicará que f_1 aumentará o disminuirá, trayendo como consecuencia un cambio en el ángulo de disparo α ; cuando las corrientes finalmente se igualen, V_c volverá a su valor de régimen y la frecuencia nuevamente será $6f$. Si, por otro lado, lo que cambia es la frecuencia de la red y momentáneamente el control no actúa, este cambio se verá reflejado en la corriente de salida, provocando un error de corriente y que, por lo tanto, actúe este control como fue descrito. El resto de las entradas al VCO corresponden al control de otras variables, en particular del margen de conmutación γ .

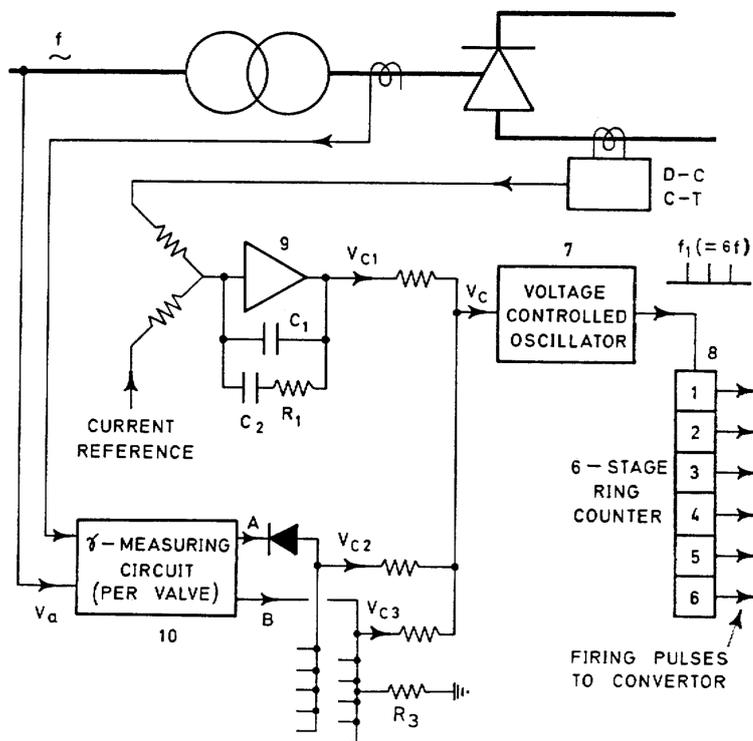
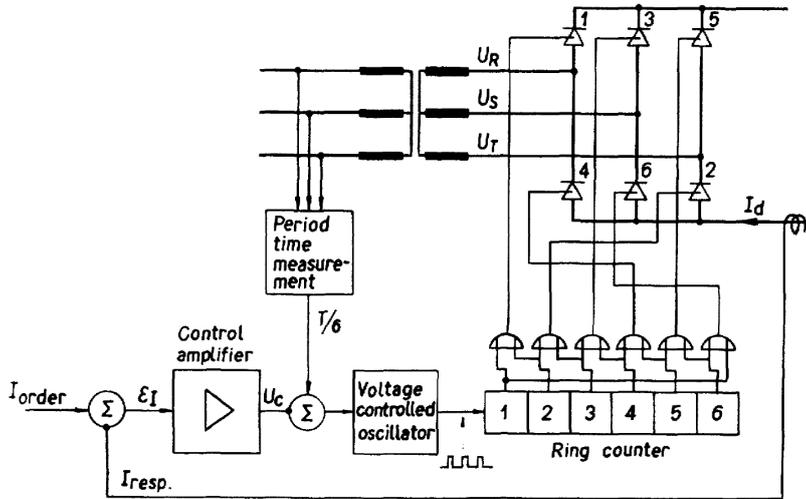


Figura 2.23: Circuito básico de un PLL obtenido de [17].

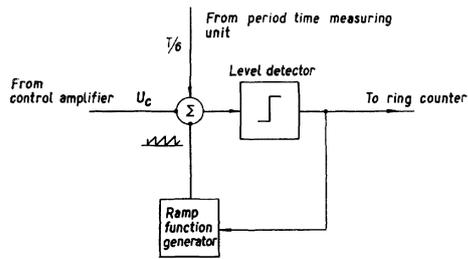
Otro ejemplo de PLL es el de la Figura 2.24 [18], que, si bien no se diferencia en gran medida del de la Figura 2.23, explicita otras señales necesarias para el correcto funcionamiento. En la Figura 2.24a, por ejemplo, se muestra que la entrada del VCO es el resultado de la suma de un voltaje proporcional al error en corriente y otro proporcional a la frecuencia de la red, a estas entradas se le agregarían las correspondientes a otras variables de control; de esta forma, cuando el error de corriente es cero queda explícito que el VCO tiene una entrada que depende sólo de la frecuencia. Asimismo, están representados los disparos de refresco de los tiristores³. Por otra parte, en las Figuras 2.24b y 2.24c se muestra en más detalle el VCO. Éste genera una rampa de pendiente 1 a la que compara con el voltaje de control U_c , y cuando estos son iguales, en régimen cada 60° eléctricos, se genera un pulso, lo cual se puede observar en 2.24c. En esta figura también se muestra lo que ocurre con un cambio momentáneo de U_c , en este caso un incremento, frente al cual el corte entre la rampa y U_c demora más en producirse y por tanto el pulso se atrasa, reflejándose en un cambio de α .

³En este documento no se trató este tema, pero es importante considerar que en los casos en los que la corriente de salida se pueda anular, los tiristores que conducen en ese momento se apagan, siendo necesario que se los vuelva a disparar.

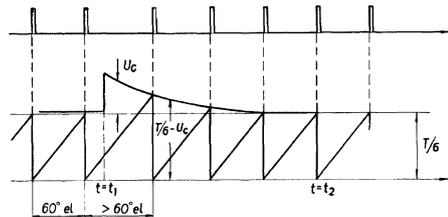
Capítulo 2. Sistemas de Alta Tensión en Corriente Continua HVDC



(a) Diagrama de bloques del control de corriente obtenido de [18].



(b) Diagrama de bloques de un oscilador controlado por voltaje obtenido de [18].



(c) Señales de control obtenido de [18].

Figura 2.24: Circuito de un PLL y de sus señales de control obtenidos de [18].

Esquemas usuales en el Rectificador

Las Figuras 2.25 y 2.26 muestran dos esquemas de control del rectificador. Ambos tienen el objetivo de controlar la corriente DC, por lo cual se mide esta corriente, se la compara con la corriente de referencia y el error es entrada del *Phase locked oscillator* cuya salida es el ángulo de disparo α . Sin embargo, la acción sobre el *tap* del transformador se basa en objetivos distintos. Al esquema de la Figura 2.25 se lo denomina Control de Voltaje constante de Válvulas aunque por facilidad mide la tensión del lado AC; el objetivo es sortear los continuos cambios en la tensión de la red AC mediante el uso del *tap* del transformador, aunque dejando una banda muerta para evitar su uso excesivo ya que produciría desgaste mecánico e inestabilidades. Por otro lado, el esquema de la Figura 2.26 basa la acción del *tap* no en la medida de tensión AC sino en la medida del ángulo de disparo, esto con el fin de mantenerlo dentro de cierto margen. Detrás de un cambio de α también puede haber un cambio de tensión AC, si este cambio lleva a que α salga de un rango de operación aceptable, se actúa sobre el *tap* del transformador.

Una ventaja del segundo esquema respecto al primero es que al limitar la variación del ángulo de disparo también se limita el consumo de reactiva del convertidor. Esto no siempre es conveniente considerando que el consumo del convertidor se compensa muchas veces con la reactiva generada por los filtros; asimismo, cuando el convertidor está conectado a líneas de transmisión AC largas estas generan gran cantidad de potencia reactiva siendo necesaria su compensación para no producir sobretensiones.

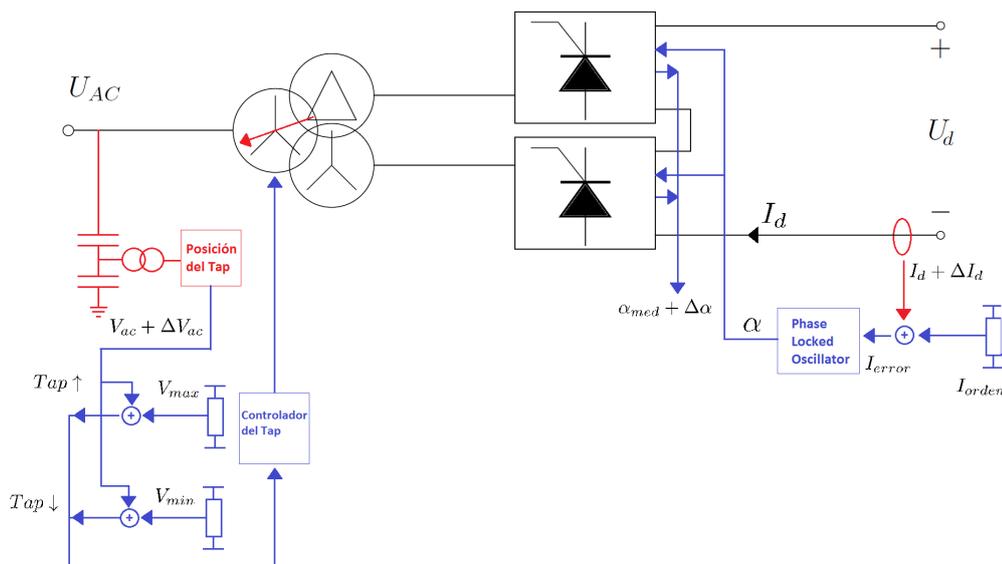


Figura 2.25: Esquema de control de voltaje constante de válvulas del rectificador (“Constant valve winding control”).

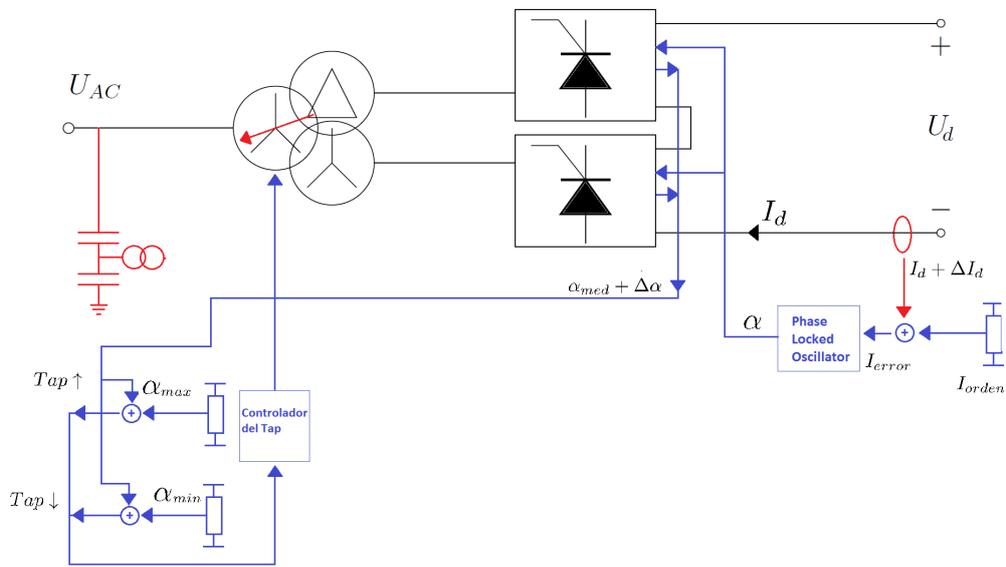


Figura 2.26: Esquema de control de ángulo mínimo de disparo del rectificador.

Esquemas usuales en el Inversor

En las Figuras 2.27, 2.28 y 2.29 se muestran tres esquemas básicos de control del inversor. El correspondiente a la Figura 2.27 recibe la denominación, al igual que una de las variantes del rectificador, de Control de Voltaje Constante de las Válvulas; al igual que en el caso del rectificador, toma la medida de la tensión AC para controlar el *tap* del transformador. Por otro lado, el ángulo de disparo de los tiristores se determina mediante el error de la tensión DC medida y una tensión de referencia. Esto último también se da para el esquema de la Figura 2.28, mientras que el *tap* es accionado cuando el margen de conmutación sale de un rango de operación preestablecido. El esquema de la Figura 2.29 es el llamado Control de Margen de Conmutación Constante, C.E.A. por sus siglas en inglés, y es el más utilizado. El ángulo de disparo es determinado por el error entre el margen de conmutación medido y el de referencia. Su amplio uso se debe a la importancia de mantener el margen de conmutación en un valor chico (para disminuir el consumo de reactiva) pero lo suficientemente grande para no correr el riesgo de tener falla de conmutación. Por otra parte, el *tap* del transformador se controla manteniendo la tensión DC dentro de un rango de operación aceptable.

2.3. Control de sistemas HVDC

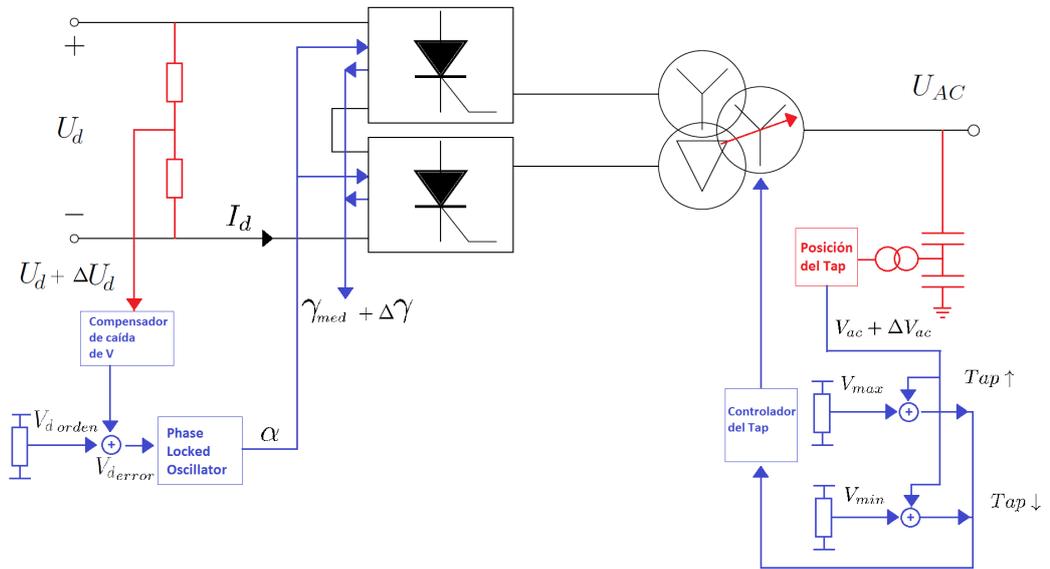


Figura 2.27: Esquema de control de voltaje constante de válvulas del inversor (“Constant valve winding control”).

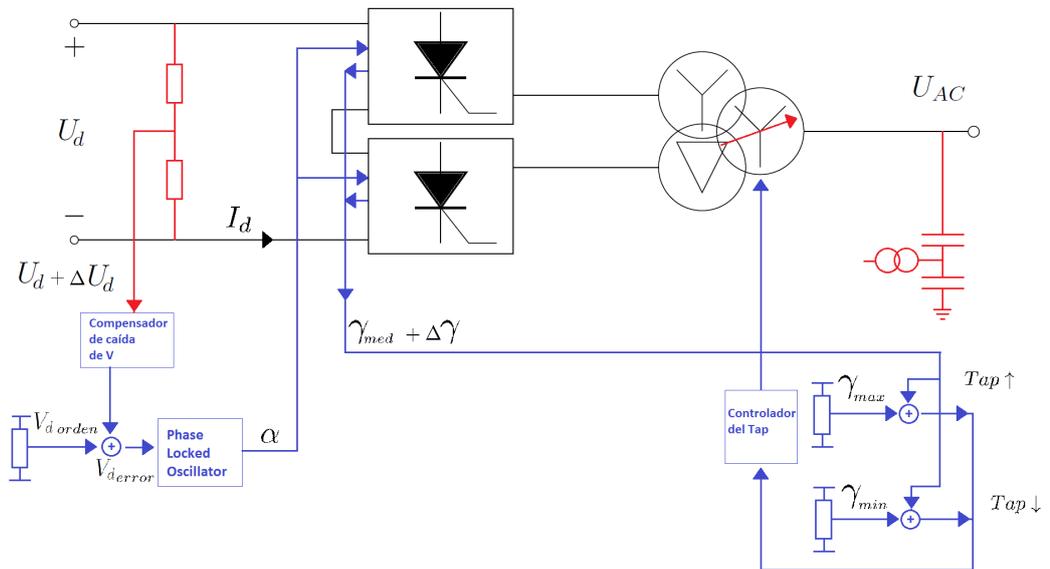


Figura 2.28: Control del límite del margen de conmutación del inversor.

Capítulo 2. Sistemas de Alta Tensión en Corriente Continua HVDC

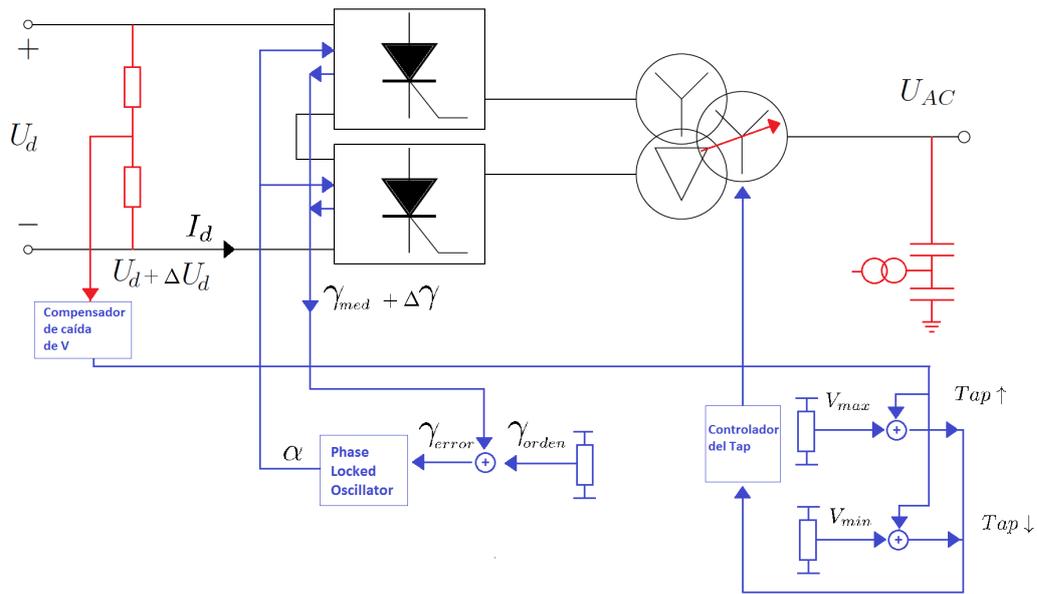


Figura 2.29: Control de margen de conmutación constante (*Constant Extinction Angle*).

2.4. Generación de armónicos

Los convertidores de los sistemas HVDC, dada su característica no lineal, son fuentes de corrientes armónicas en la red de alterna. La distorsión armónica tiene efectos negativos en el desempeño de la red, siendo algunos ejemplos los que siguen [13].

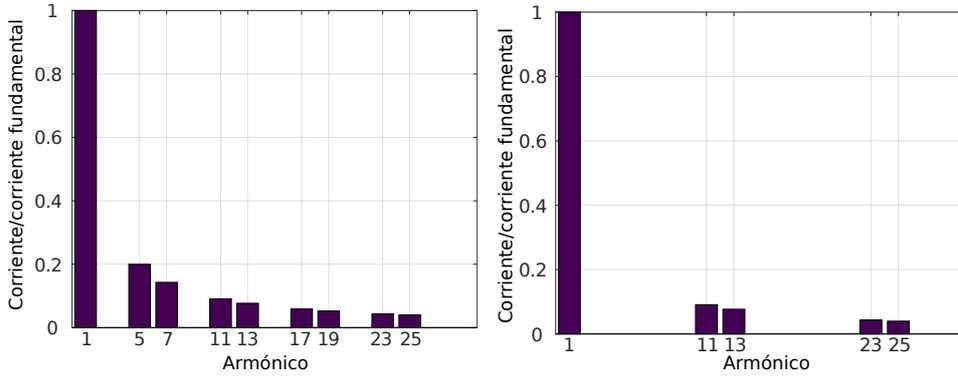
- Sobrecarga en bancos de condensadores ya que funcionan como filtros de altas frecuencias.
- Sobrecalentamiento de las máquinas eléctricas por la inducción de corrientes armónicas en los bobinados que aumentan las pérdidas en el hierro y en el cobre.
- Interferencia con los circuitos electrónicos y sistemas de telecomunicaciones.

Si bien la configuración del convertidor de 12 pulsos permite la anulación de determinados armónicos bajos, es necesaria la instalación de filtros en las barras de alterna de la estación para reducir los armónicos altos.

En general, un convertidor de p pulsos producirá corrientes armónicas de orden $n = pk \pm 1$, $k = 1, 2, 3, \dots$ [13]. Por tanto, el convertidor de 12 pulsos presentará su primer armónico importante con orden 11. Estos armónicos son denominados *característicos*. A su vez, se pueden presentar otros armónicos enteros llamados *no característicos* debidos a asimetrías del sistema, ya sea en los parámetros del convertidor, de los transformadores, o desbalances en la red de alterna. Adicionalmente, en determinadas situaciones, pueden existir los denominados *interarmónicos*, es decir corrientes con frecuencias que no son múltiplos de la frecuencia fundamental. Esto se puede dar en el caso en que el sistema de continua vincula dos redes de alterna de distintas frecuencias; en esta circunstancia, armónicos originados en una de las redes se puede transferir a la otra a través del vínculo de continua.

En las Figuras 2.30a y 2.30b se muestra el contenido armónico característico de la corriente de alterna para un convertidor de 6 pulsos y para uno de 12. Estas gráficas corresponden al caso del convertidor ideal en el que se desprecia el fenómeno de conmutación; cuando este último se tiene en cuenta, y la corriente ya no es una cuasicuadrada, hay una reducción del contenido armónico.

Capítulo 2. Sistemas de Alta Tensión en Corriente Continua HVDC



(a) Contenido armónico de la corriente AC en un puente de 6 pulsos 2 vías.

(b) Contenido armónico de la corriente AC en un puente de 12 pulsos 2 vías.

2.4.1. Tipos de filtros

El objetivo de instalar filtros en las conexiones de alterna de la estación es principalmente reducir la distorsión armónica en la red, para ello anulan corrientes de determinada frecuencia o reducen su amplitud. Un segundo objetivo de los filtros es proveer toda o parte de la potencia reactiva demandada por el convertidor.

Los filtros se clasifican en dos grandes grupos: sintonizados (*tuned filters*) o pasa banda (*pass-band filter*), y amortiguados (*damped filters*) o pasa altos (*high-pass filters*). Como su nombre lo dice, el filtro sintonizado se diseña para anular corrientes de determinadas frecuencias fijas. Por otro lado, el filtro amortiguado atenúa la amplitud de armónicos de corriente a partir de cierto orden.

En la Figura 2.31 se muestra el circuito de un filtro sintonizado junto con su respuesta en frecuencia. Su impedancia en función de la frecuencia y su frecuencia de resonancia son:

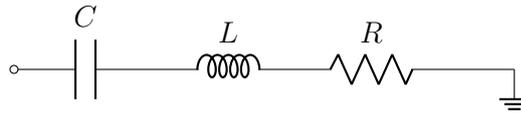
$$Z_{sin} = R + j \left(\omega L - \frac{1}{\omega C} \right), \quad \omega_n = \frac{1}{\sqrt{LC}}$$

Siendo la resistencia R muy baja, la impedancia en la frecuencia de resonancia también lo es, siendo un filtro efectivo para anular frecuencias particulares. Existen, a su vez, variantes de este tipo de filtros que pueden anular más de una frecuencia. Además de la óptima anulación de un armónico en particular, los filtros sintonizados tienen como ventaja la simplicidad de conexión del circuito, que puede contar con sólo dos componentes, pues la R muchas veces es la resistencia parásita de los otros componentes, tiene bajas pérdidas y poca necesidad de mantenimiento. Como desventajas está el hecho de que se pueden necesitar varias ramas para anular más de un armónico y que es muy sensible a la desintonización por lo que puede requerir de ajustes en los reactores y capacitores.

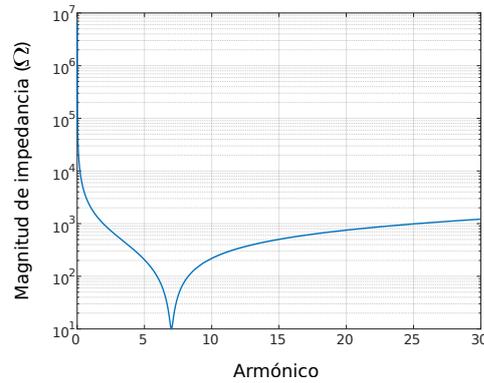
Por otra parte, en la Figura 2.32 se muestran dos variantes de filtros amortiguados. Se puede observar que la impedancia es bastante baja para armónicos

2.4. Generación de armónicos

mayores a cierto valor siendo ésta su principal ventaja respecto a los sintonizados, el amplio espectro de reducción. Además, estos filtros son más insensibles a efectos de desintonización y también reducen armónicos no característicos. Como desventaja están el aumento de pérdidas y que deben tener un *rating* mayor de potencia reactiva instalada.

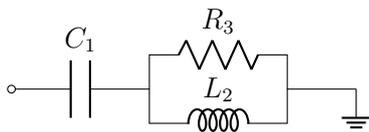


(a) Filtro sintonizado.

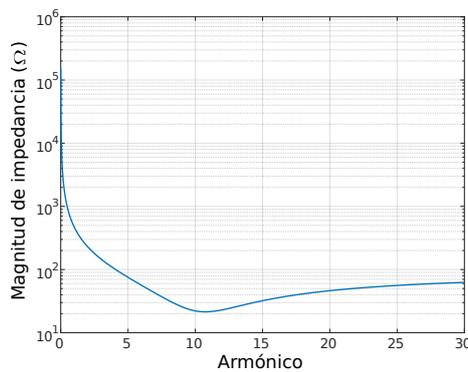


(b) Respuesta en frecuencia de la impedancia de un filtro sintonizado.

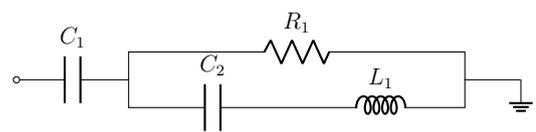
Figura 2.31: Circuito y respuesta en frecuencia del filtro sintonizado.



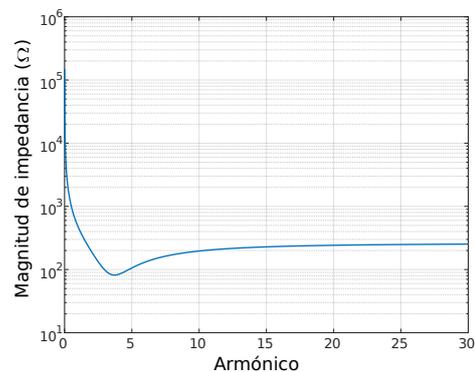
(a) Filtro AC pasa altos.



(c) Respuesta en frecuencia de la impedancia de un filtro



(b) Filtro AC tipo C.



(d) Respuesta en frecuencia de la impedancia de un filtro tipo C.

Figura 2.32: Circuitos y respuesta en frecuencia de las impedancias de filtros amortiguados.

2.5. Consumo de potencia reactiva

Una característica importante de estos convertidores es que, si bien pueden funcionar como rectificadores o inversores consumiendo o entregando potencia activa, siempre consumen potencia reactiva. Su incorporación a la red eléctrica trae, por tanto, efectos en los niveles de tensión que a su vez impactan en el funcionamiento del propio convertidor.

Considerando una situación básica de operación sin pérdidas, con corriente de salida I_d lisa y sin efecto de la conmutación, las expresiones de las potencias activa y reactiva del convertidor resultan [19]:

$$P = \frac{3}{\pi} \sqrt{2} U I_d \cos \alpha \quad (2.6)$$

$$Q = \frac{3}{\pi} \sqrt{2} U I_d \sin \alpha \quad (2.7)$$

Donde se observa que el factor de potencia del convertidor corresponde al coseno del ángulo de disparo.

No obstante, es fundamental tomar en cuenta el efecto de la conmutación en estas expresiones. Se puede demostrar [19] que el factor de potencia FP depende tanto del ángulo de disparo como del de conmutación según la ecuación (2.8).

$$FP = \frac{\cos \alpha + \cos(\alpha + u)}{2} = \frac{U_d}{U_{di0}} \quad (2.8)$$

Donde $U_{di0} = \frac{3}{\pi} \sqrt{2} U$.

La potencia reactiva consumida resulta de la ecuación (2.9).

$$Q = P \sqrt{\left(\frac{U_{di0}}{U_d}\right)^2 - 1} \quad (2.9)$$

Los convertidores son entonces consumidores de potencia reactiva operando tanto como rectificadores o inversores. El tener cargas en la red AC que consuman potencia reactiva no sólo tienen como efecto la limitación de la transmisión de potencia activa, sino que además produce caídas en la tensión que, si no son controladas, pueden tener como consecuencia problemas de estabilidad de tensión. Por esta razón las estaciones conversoras cuentan con un sistema de compensación de reactiva conformado por bancos de capacitores y los filtros de corrientes armónicas. En la Figura 2.33 se muestra un circuito monofásico equivalente del convertidor operando como inversor conectado a la red AC, representada por un equivalente Thévenin (\bar{Z}_{th}), a través de un transformador de impedancia de cortocircuito \bar{Z}_{ccT} , con un sistema de compensación de reactiva en el punto de conexión. Asimismo, se señalan los flujos de potencias activa y reactiva en cada tramo; en una situación de compensación total y considerando despreciables las pérdidas del transformador, $Q \approx Q_c$, $Q_{AC} \approx 0$ y $P \approx P_{AC}$, y por tanto no se tienen problemas de estabilidad

2.5. Consumo de potencia reactiva

de tensión. Sin embargo, si, por causas externas, la tensión U_{AC} disminuye o la impedancia Z_{th} aumenta (por ejemplo por la salida de servicio de una línea), la tensión U_c disminuirá así como la potencia reactiva que suministra el banco de capacitores o los filtros. Dada esta situación, la red tendrá que suministrar la potencia reactiva restante que demanda el convertidor produciendo, a su vez, una mayor caída de tensión. En este análisis simple no se consideró la operación del control, que en general puede tomar acciones sobre la consigna de corriente y sobre el ángulo de disparo para disminuir el consumo de reactiva. No obstante, en redes débiles en las que Z_{th} tiene un valor grande (y que puede aumentar por un evento de la red), el problema del consumo de reactiva puede no ser solucionable con la acción del control sino que puede requerir la incorporación de otros mecanismos de compensación.

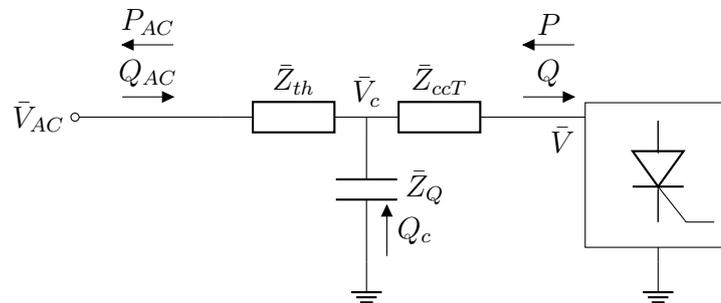


Figura 2.33: Circuito equivalente de la red AC y del convertidor operando como inversor.

La caída de tensión en bornes del convertidor acarrea problemas en el funcionamiento como inversor. En la Figura 2.34 se observa a la izquierda la evolución del ángulo de conmutación u con la tensión compuesta de entrada, cuyo valor nominal en este caso es de 500 kV, y a la derecha la evolución del margen de conmutación γ . Se observa que la disminución de tensión conlleva a un aumento de u y por tanto un decremento en γ , pudiendo ocasionar una falla de conmutación como se analizó en 2.2.1.

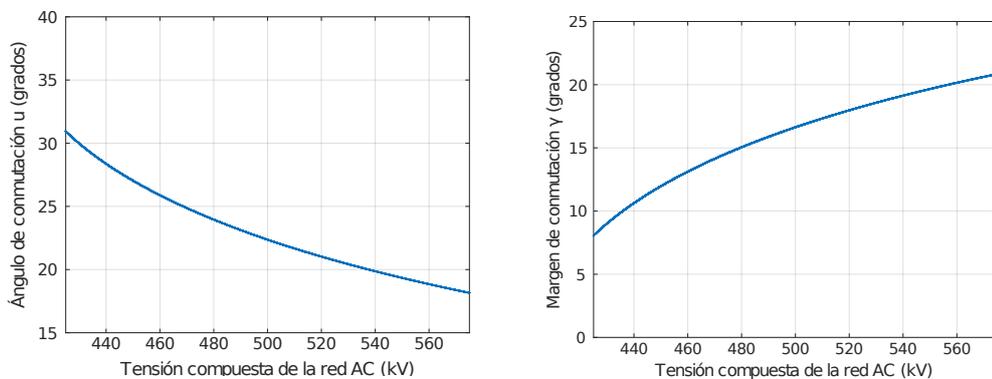


Figura 2.34: Ángulo de conmutación y margen de conmutación en función de la tensión compuesta de la red.

2.6. VSC HVDC

La tecnología descrita en este capítulo ya es madura y hay ejemplos de su implementación en todo el mundo. No obstante, debido a ciertas vulnerabilidades, como el consumo de reactiva y las posibles fallas cuando se instalan en redes débiles, cada vez más se opta por los sistemas HVDC basados en fuentes de tensión (VSC HVDC). Estos últimos, que serán explicados en mayor profundidad en el Capítulo 4, se basan en llaves apagables, lo cual les da gran capacidad de control. A diferencia del tiristor, que tiene la capacidad de controlar su encendido pero no su apagado, hoy en día se desarrollan convertidores con llaves apagables, como pueden ser los *Gate Turn-Off Thyristors* (GTO), los *Integrated Commutated Thyristors* (IGCT) o los *Insulated Gate Bipolar Transistors* (IGBT), entre otros. En la Figura 2.35 se ilustra la capacidad de las distintas llaves disponibles según la tensión máxima que pueden bloquear, la corriente máxima que pueden conducir y la frecuencia máxima a la que pueden conmutar [20]; estos valores cambian constantemente pues las distintas tecnologías de semiconductores evolucionan rápidamente. De la Figura 2.35 se puede observar que la capacidad de tensión y corriente, y por tanto de potencia, del tiristor es muy superior respecto a las otras llaves, y es por eso que sigue teniendo un rol importante. Por otro lado, en la Tabla 2.2 se exponen las principales características de ambas tecnologías comparándolas. Como ventajas a destacar de los VSC HVDC se encuentran la posibilidad de controlar el consumo y la generación de potencia reactiva, la posibilidad de ser instalados en redes débiles y la baja generación de armónicos; adicionalmente, estos convertidores tienen la posibilidad de funcionar como inversores conectados a cargas aisladas de la red. En relación a la capacidad en potencia activa, sigue siendo mejor el LCC HVDC.

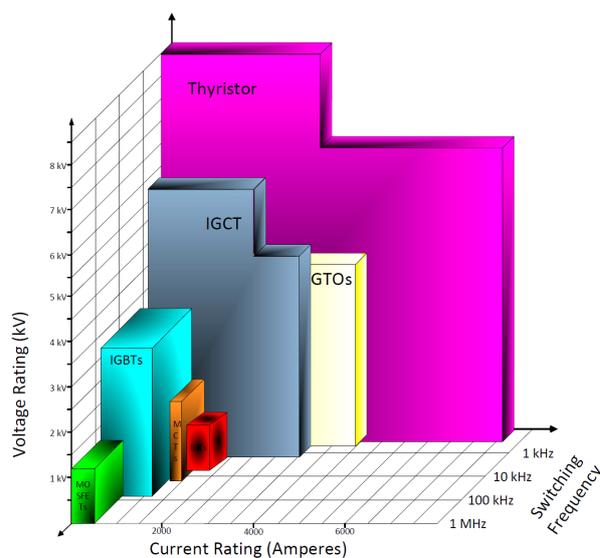


Figura 2.35: Gráfica comparativa de las distintas llaves disponibles según capacidad de bloqueo de tensión, conducción de corriente y frecuencia de conmutación [20].

2.6. VSC HVDC

Característica	LCC HVDC	VSC HVDC
Semiconductor	Soporta voltaje en cualquier polaridad	Permite el pasaje de corriente en dos sentidos
Semiconductor ON/OFF	Control de encendido	Control de encendido y apagado
Tensión DC	Cambia de polaridad para la inversión del flujo de potencia	No puede cambiar la polaridad
Corriente DC	No puede cambiar el sentido	Cambia el sentido para la inversión del flujo de potencia
Apagado	Depende del circuito externo	Independiente del circuito externo
P&Q	Dependientes entre sí	Controles de P y Q independientes
Cuadrantes	Dos cuadrantes	Cuatro cuadrantes
Capacidad de potencia activa	Alta	Menor que el LCC
Fortaleza del sistema	Necesita de un sistema con SCR alto	Puede operar en sistemas débiles
Armónicos	Distorsión armónica significativa, requiere filtros	Pocos armónicos, requiere poco filtrado
Potencia reactiva	Demandada, requiere compensación	Control de reactiva en ambas direcciones

Tabla 2.2: Comparación entre convertidores conmutados por la red (LCC) y convertidores de fuente de tensión (VSC) [20].

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

Capítulo 3

Interacción AC - DC en redes débiles

3.1. Fortaleza de un sistema AC/DC

Los sistemas DC están inmersos en redes AC lo cual implica que existe cierta interacción entre ambos sistemas. El grado de influencia que puede tener uno sobre el otro depende de la potencia activa que maneja el sistema DC así como de la impedancia vista de la red AC; si la primera es significativa, un mal funcionamiento de los convertidores que conlleve a desvincular el sistema DC puede ocasionar sobre el sistema AC inestabilidades transitorias. Por otro lado, si la impedancia vista de la red AC es grande, fallas lejanas a la estación convertidora tendrán efectos sobre la tensión y por tanto sobre el funcionamiento de los convertidores.

Es por ende necesario definir un parámetro que permita discernir qué tan factible es la incorporación de un vínculo DC en cierta red AC. Este parámetro, del cual existen variantes, es el llamado Relación de Cortocircuito (*SCR* por sus siglas en inglés) y se define como [1]:

$$SCR = \frac{S}{P_{DCn}}$$

Donde S es el nivel de cortocircuito simétrico en MVA en el terminal AC del convertidor a una tensión de 1 p.u., y P_{DCn} es la potencia activa nominal del sistema DC. Asimismo, se puede demostrar que el SCR también se puede calcular como la admitancia vista desde el terminal del convertidor en por unidad con base de potencia P_{DCn} y base de tensión la nominal de la red AC.

En función del SCR se puede caracterizar un sistema AC/DC como fuerte, débil o muy débil. En esta línea, se suele tomar el siguiente criterio:

- Un sistema fuerte está caracterizado por un $SCR > 3$
- Un sistema débil está caracterizado por un $3 \geq SCR \geq 2$
- Un sistema muy débil está caracterizado por un $SCR < 2$

Capítulo 3. Interacción AC - DC en redes débiles

Existen definiciones de otros parámetros que permiten el estudio de estos efectos incluyendo otros factores. El más usado es la Relación de Cortocircuito Efectiva (ESCR por sus siglas en inglés) que toma en consideración la potencia reactiva Q_c que entregan los elementos de compensación (bancos de capacitores, filtros), éste es:

$$ESCR = \frac{S - Q_c}{P_{DCn}}$$

Por simplicidad, en este trabajo se hicieron estudios en función del parámetro SCR.

En este capítulo se describirán en forma cualitativa algunas interacciones perjudiciales para los sistemas en caso de operar en redes débiles. En el Capítulo 6 se simularán y analizarán algunos de estos eventos.

3.2. Fallas de conmutación

La falla de conmutación fue descrita en el Capítulo 2 y se mencionó que es de las grandes dificultades de los convertidores conmutados por la red. El hecho de que el convertidor no esté conectado a una red AC de potencia infinita, sino que está conectado a una red con cierta impedancia equivalente no nula a través de transformadores que también tienen una impedancia de cortocircuito, produce que la conmutación de corriente entre tiristores no sea instantánea. La evolución de la corriente durante la conmutación entre dos tiristores resulta de resolver el circuito de la Figura 3.1 y la correspondiente ecuación diferencial (3.1).

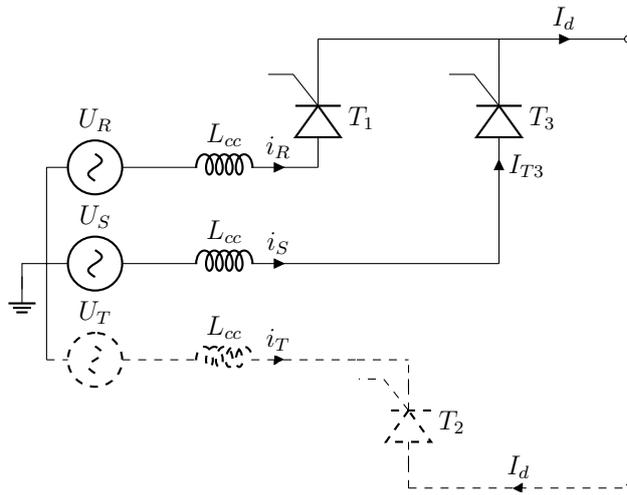


Figura 3.1: Circuito durante la conmutación de corriente del tiristor 1 al 3.

$$\begin{cases} U_{SR}(t) = 2L_{cc} \frac{dI_{T3}}{dt} \\ I_{T3}(0) = 0, \quad I_{T3}(t_u) = I_d \end{cases} \quad (3.1)$$

3.2. Fallas de conmutación

La duración de la conmutación t_u corresponde a un ángulo u , llamado ángulo de conmutación. Este ángulo se calcula, despejando de la ecuación (2.2), de la siguiente manera:

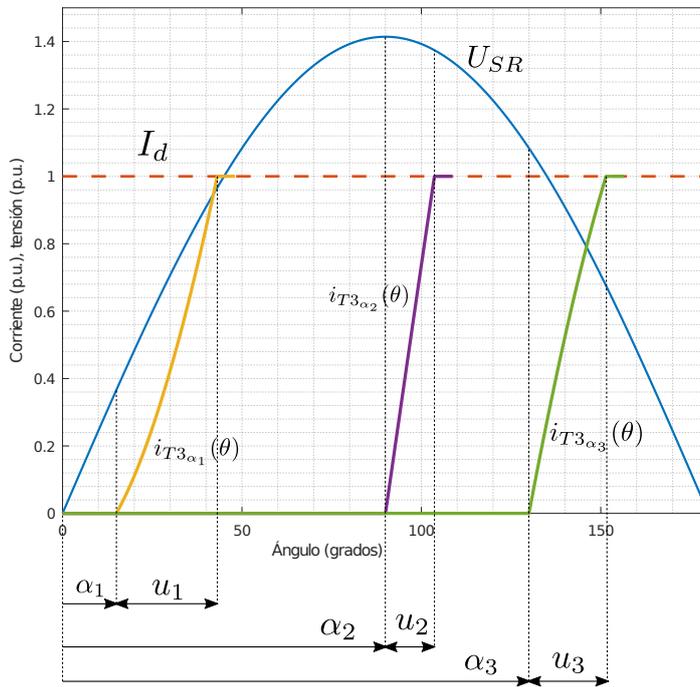
$$u = \text{Arcos} \left(\cos \alpha - \sqrt{2} X_{cc} \frac{I_d}{U} \right) - \alpha$$

De la expresión anterior se puede deducir que el ángulo de conmutación aumenta si la impedancia vista por el convertidor aumenta, si la tensión de la red disminuye o si aumenta la corriente I_d ; a su vez, el ángulo u también depende del instante en que se efectúa el disparo, dado por el ángulo α , ya que esta variable determina la tensión a la que se efectuará la conmutación. Respecto a este último punto, en la Figura 3.2a se muestra la tensión a la que está sometido el tiristor 3 cuando está en bloqueo directo, y la corriente que circula por él durante la conmutación para tres casos distintos de α : operando como rectificador (α_1), como inversor (α_3) y en el límite entre estas dos modalidades (α_2). En las primeras dos situaciones se puede observar que la tensión es más baja y por tanto la conmutación tendrá una duración mayor que en la tercera, donde la conmutación se efectúa en el pico de tensión y, por ende, la duración es la mínima. Asimismo, se puede apreciar que la concavidad de la corriente también cambia según el modo de operación. Por otra parte, en la Figura 3.2b se muestra el efecto de una caída en la tensión U_{SR} para el caso de α_3 , produciendo nuevamente un incremento del ángulo u .

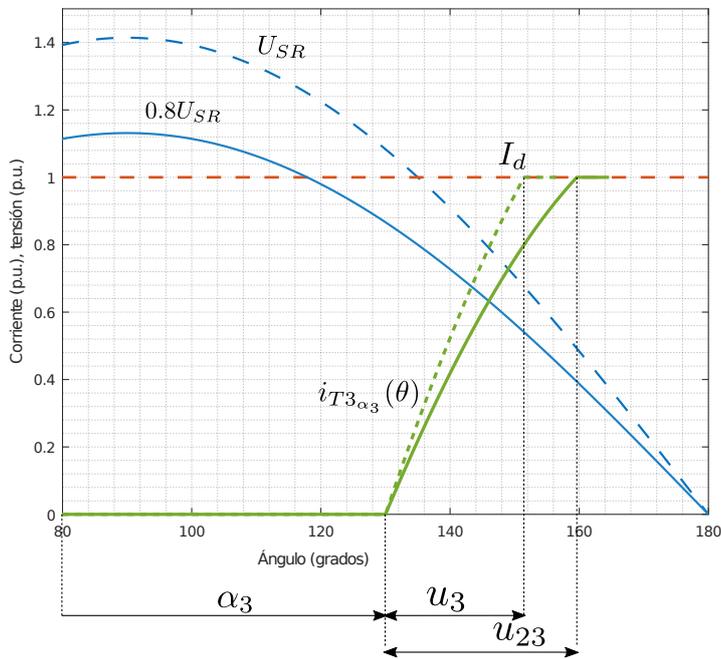
El ángulo de conmutación cobra particular importancia en el funcionamiento del inversor, pues si es lo suficientemente grande el margen de conmutación resultante no será suficiente para que el tiristor que se tiene que apagar lo haga correctamente. Cuando el apagado no ocurre se produce la falla de conmutación. A modo de ejemplo teórico, la Figura 3.3 muestra la tensión de salida resultante de un inversor cuando la tensión de red disminuye un 30 % y que luego conlleva a una falla de conmutación. Este caso de fallas sucesivas de conmutación no es lo que suele suceder pues los convertidores poseen un sistema de control que detectará la primer falla de conmutación y tomará acciones para disminuir el ángulo de disparo α .

En redes débiles (SCR bajo) se dan ambos efectos perjudiciales: la impedancia vista es alta y la tensión de conmutación tiende a disminuir más al producirse perturbaciones en la red. Es por ello que la tensión y la impedancia de la red juegan papeles fundamentales en el buen funcionamiento del convertidor.

Capítulo 3. Interacción AC - DC en redes débiles



(a) Evolución de la corriente en el tiristor 3 durante la conmutación según el momento en el cual se da el orden de disparo y la tensión a la que está sometido.



(b) Evolución de la corriente en el tiristor 3 durante la conmutación cuando existe una caída de tensión.

Figura 3.2: Evolución de la corriente en el tiristor 3 durante la conmutación.

3.2. Fallas de conmutación

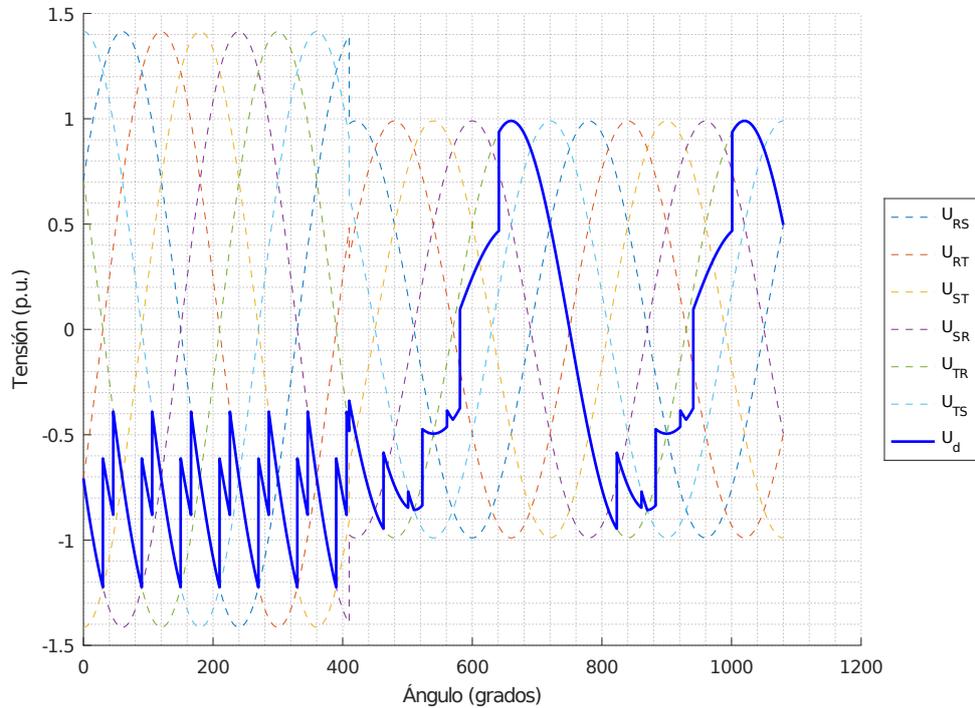


Figura 3.3: Tensión de salida de un inversor cuando ocurre una disminución de la tensión de la red AC y tiene como consecuencia una falla de conmutación.

Fallas en la red AC en la cercanía de la estación convertidora producen reducciones en la tensión AC pudiendo ocasionar la falla de conmutación de los tiristores, y por ende la interrupción de la transferencia de potencia. En redes débiles, además, las fallas AC lejanas también pueden afectar el funcionamiento del convertidor. Asimismo, cambios en la configuración de la red por distintas maniobras que aumenten la impedancia del sistema de forma repentina también podrán tener como consecuencia la caída de tensión y la subsecuente falla de conmutación. No sólo los cambios en el módulo de la tensión son los responsables de esta falla, cortocircuitos asimétricos también provocan desfasajes en la tensión que son posibles causantes de la reducción del margen de conmutación [1] [4].

Los sistemas débiles suelen presentar frecuencias de resonancia bajas cuando se combinan con los filtros AC de los convertidores. Durante la recuperación del sistema luego de una falta las corrientes de magnetización de los transformadores de los convertidores pueden provocar tensiones altas y fuertemente distorsionadas en estas frecuencias de resonancia. Esta distorsión puede causar fallas de conmutación al afectar los instantes de cruce por cero de la tensión de conmutación en el pasaje a bloqueo directo.

Adicionalmente, durante la recuperación de fallas en sistemas débiles pueden

Capítulo 3. Interacción AC - DC en redes débiles

ocurrir fallas de conmutación sucesivas si se intenta que la vuelta al sistema en régimen sea rápida. Esto es debido a que si el convertidor se conecta a la red cuando la tensión AC no se recuperó a valores aceptables, su consumo de reactiva tendrá un efecto de realimentación positiva disminuyendo aún más la tensión. Es necesario, por tanto, enlentecer esta recuperación mediante un ajuste de la función VDCOL, la cual aumentaría la consigna de corriente a una velocidad adecuada en relación a la subida de la tensión. El tiempo de recuperación necesario surge de un compromiso entre evitar nuevas fallas de conmutación y no perjudicar la estabilidad transitoria de la red, y suele ser, en redes débiles, del orden de unos cientos de milisegundos.

3.3. Sobretensiones y saltos de tensión

Los cambios en el flujo de potencia reactiva, ya sea por la conexión de componentes, faltas o variación del flujo de potencia activa, tienen efectos en la tensión de operación. En particular, grandes perturbaciones pueden provocar sobretensiones temporarias. Cuando los generadores están eléctricamente lejos del terminal del convertidor estas sobretensiones se pueden mantener por varios segundos y se pueden reducir con el uso de equipos de compensación de reactiva, controlando los ángulos de disparo para variar el consumo de reactiva del convertidor, y en algunos casos también mediante el uso de descargadores especiales [1].

Como fue dicho anteriormente, los convertidores LCC siempre consumen potencia reactiva, tanto en su operación como rectificador como inversor, y ésta se suele estimar como 0.55 p.u [13] de la potencia activa transmitida. Esta cantidad depende de la reactancia de conmutación (con el efecto directo en la tensión en los terminales del convertidor), del ángulo de disparo α y del margen de conmutación γ . En una red débil, un cambio repentino en la potencia activa, y por ende en la reactiva, como podría producir la desconexión intempestiva de una carga, usualmente denominado rechazo de carga, generará una sobretensión temporaria debido al sobrante de potencia reactiva de los sistemas fijos de compensación que irá hacia la red.

Las sobretensiones pueden llevar a la saturación del transformador del convertidor, lo cual puede tener como efecto positivo el reducir la amplitud de la componente fundamental de esta sobretensión. Sin embargo, en redes débiles donde la frecuencia de resonancia se da para armónicos de orden bajo (orden 2) la sobretensión se puede amplificar.

También se pueden producir sobretensiones cuando se vuelve a conectar un convertidor luego de una falla en una red AC débil. Al energizar los transformadores puede haber corrientes de *inrush* altas con componentes armónicas de orden bajo que, de coincidir con la frecuencia de resonancia de la red, provocarán sobretensiones de esos armónicos.

3.4. Límite de la transferencia de potencia

Por último, la maniobra de filtros o de equipos de compensación de reactiva provoca saltos de tensión en las redes AC débiles. Las normas de diseño y operación de la red limitan esos saltos a valores de régimen de entre 2 y 5% de la tensión previa. Limitando estas variaciones de tensión se busca evitar efectos indeseados como ser la afectación en la calidad de tensión de los clientes o la actuación demasiado frecuente de los conmutadores bajo carga de los transformadores.

3.4. Límite de la transferencia de potencia

Los inversores en los sistemas AC/DC suelen caracterizarse por su curva de potencia máxima (MPC por sus siglas en inglés), la cual grafica la potencia entregada a la red AC en función de la corriente DC en el caso en que se trabaja a mínimo margen de conmutación. Ejemplos de esta curva para dos SCR's distintos se muestran en la Figura 3.4. Se puede observar en estas curvas que existe un punto de máxima potencia, señalado como MAP, a partir del cual un incremento de corriente DC no resultará en un incremento de potencia, puesto que la disminución de tensión, representada en la figura en línea discontinua, contrarrestará el aumento de corriente, siendo éste entonces un límite de estabilidad de tensión. En redes fuertes, como lo es el caso de la curva azul (SCR=3), el punto de operación de potencia nominal *A* se da en la zona de $\frac{dP_d}{dI_d} > 0$ y por tanto tiene una operación estable que permite un aumento de corriente. Sin embargo, de ocurrir un cambio en la red AC que disminuya el SCR a 2, se pasaría a operar en la curva roja cuyo punto de máxima potencia está por debajo de la potencia nominal DC; en este caso, de tener un sistema de control con consigna de potencia, éste trataría de aumentar la corriente sin lograr su objetivo y produciendo un posible colapso de tensión. Los sistemas de control de los convertidores pueden incluir elementos que permiten mitigar el colapso de tensión cuando la potencia que se desea transmitir en escenarios de bajo SCR es excesiva.

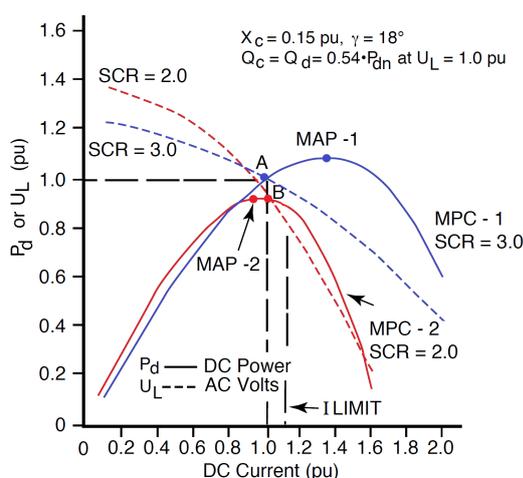


Figura 3.4: Curvas de máxima potencia y tensión AC en función de la corriente DC para SCR=3 y SCR=2. Figura adaptada de [21].

3.5. Efectos observados en la convertora de Melo

Tal como se mencionó en la introducción, la convertora de frecuencia de Melo vincula las redes de Uruguay y Brasil en puntos donde ambas redes pueden considerarse débiles. Por esta razón es vulnerable a experimentar los eventos descritos en este capítulo. En particular, se muestra en esta sección un ejemplo de falla de conmutación causada por una falla de una fase a tierra del lado brasilero (operando en modo inversor), de una duración aproximada de 100 ms. En la Figura 3.5 se presenta la evolución de las tensiones y corrientes AC del lado brasilero; en orden descendente, las tres primeras ondas son las tensiones de fase, donde se observa que es la fase R la que sufre la falta, y las seis últimas son las corrientes de fase del bobinado de válvulas. Las corrientes se anulan durante la falla de conmutación completa. Por otra parte, en la Figura 3.6 se aprecia cómo evoluciona la corriente DC durante este evento; en principio la corriente aumenta debido a la disminución de tensión del lado inversor para luego disminuir a un valor mínimo por la acción del control. Este valor mínimo, que se obtiene disparando con un ángulo cercano a 90° , no es cero con el objetivo de evitar el bloqueo de los tiristores y mantener el consumo de reactiva del lado del rectificador, minimizando las sobretensiones en la red uruguaya producidas por el rechazo de carga. En el Apéndice A se incluye una descripción resumida y los datos nominales de la Convertora de Melo.

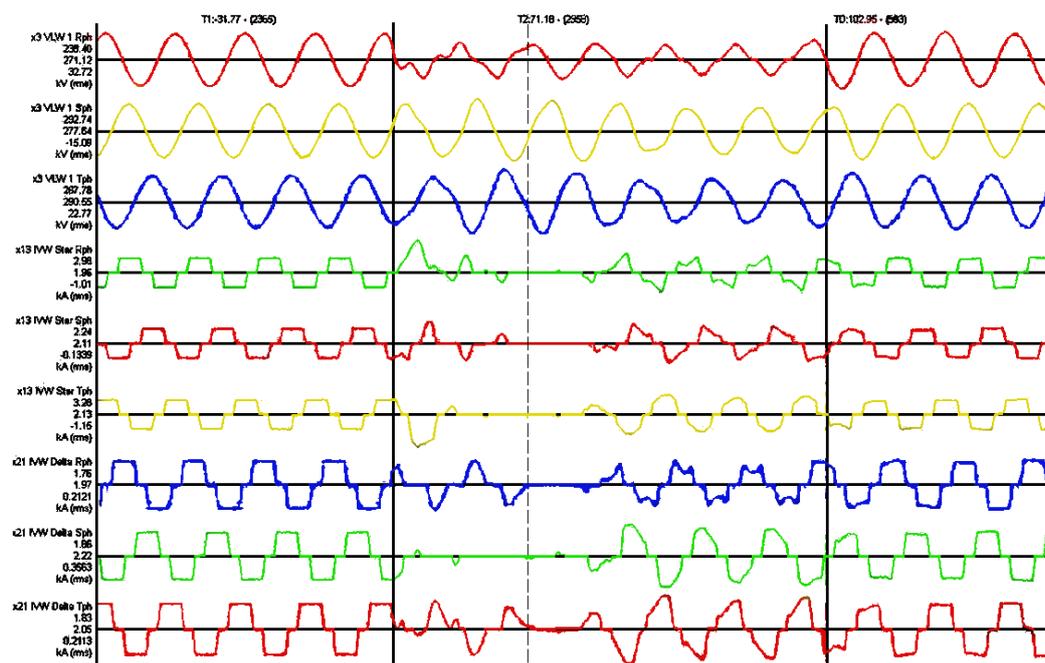


Figura 3.5: Evolución de tensiones y corrientes AC durante la ocurrencia de una falla de conmutación en la convertora de Melo.

3.5. Efectos observados en la conversora de Melo

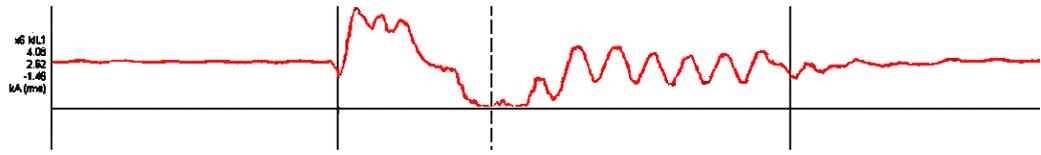


Figura 3.6: Evolución de la corriente DC durante la ocurrencia de una falla de conmutación en la conversora de Melo.

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

Capítulo 4

Sistemas rápidos de compensación de reactiva

En el Capítulo 3 se describieron brevemente algunos fenómenos que ocurren en redes con vínculos AC-DC débiles, y se observó la relación que tienen con el flujo de reactiva, la tensión del sistema AC y su impedancia vista. Esta relación lleva a inferir que estos sistemas se verían beneficiados de la instalación de un equipo rápido de compensación que permita la inyección o absorción de potencia reactiva según el evento que ocurra. En este capítulo se presentan tres de estos equipos: el compensador síncrono, el SVC y el STATCOM, para luego analizar su comportamiento en el Capítulo 6.

4.1. Compensador síncrono

A grandes rasgos, una máquina síncrona es una máquina eléctrica rotativa cuyo inductor, usualmente colocado en el rotor, es alimentado por una corriente continua, denominada corriente de campo, y al rotar a la velocidad de sincronismo genera en los devanados del inducido (dispuestos adecuadamente) un sistema de tensiones trifásicas de frecuencia igual a la velocidad de sincronismo, teniendo en cuenta la relación de pares de polos [22]. Su modelo eléctrico monofásico en su versión más simple se muestra en la Figura 4.1 y su diagrama fasorial asociado se muestra en la Figura 4.2. En este modelo la tensión \bar{E} corresponde a la tensión interna de la máquina que es resultado de la inducción generada por la corriente de campo, X_s es la llamada impedancia síncrona que representa el efecto del flujo de dispersión y de la reacción del inducido, \bar{V} es la tensión de fase generada en bornes de la máquina e \bar{I} la corriente que entrega.

Capítulo 4. Sistemas rápidos de compensación de reactiva

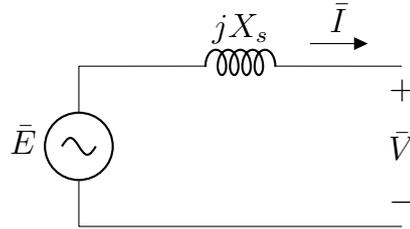


Figura 4.1: Modelo eléctrico monofásico básico de una máquina síncrona.

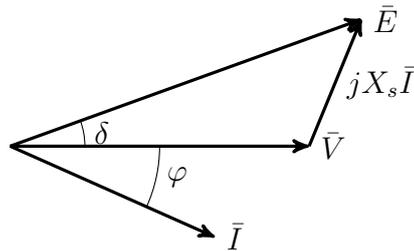


Figura 4.2: Diagrama fasorial de una máquina síncrona.

Resolviendo el circuito anterior se pueden determinar las expresiones de la potencia activa y reactiva generadas; en la expresión de la reactiva se plantea también la simplificación usual para desfases pequeños, $\cos \delta \approx 1$.

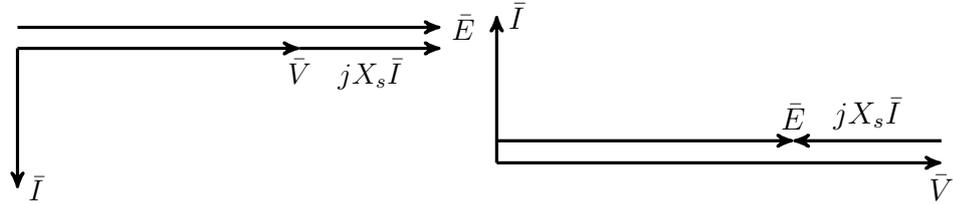
$$P = 3 \frac{EV}{X_s} \sin \delta$$

$$Q = 3 \frac{EV \cos \delta - V^2}{X_s} \underset{\cos \delta \approx 1}{\approx} 3 \frac{V(E - V)}{X_s}$$

Es importante notar que la transferencia de potencia activa se da si existe un cierto desfase δ entre la tensión interna \bar{E} del generador y la tensión de salida \bar{V} . Por otra parte, la potencia reactiva generada depende esencialmente de la diferencia en los módulos de estas tensiones. En caso de que una máquina síncrona opere como compensador de reactiva, el sistema de control se encargará de que no haya flujo de potencia activa manteniendo el ángulo $\delta = 0$, y regulando la diferencia de módulos de las tensiones según la necesidad de compensación. Esto último se realiza controlando el sistema de excitación que impone la corriente de campo; una descripción de estos sistemas y sus posibles variantes se puede encontrar en [23]. En realidad, los compensadores síncronos propiamente dichos no inyectan activa al sistema porque no están acoplados a una turbina que les suministra potencia mecánica; desde el punto de vista del modelo matemático esto implica $\delta = 0$, pero esto sólo es una consecuencia de que no se le ha inyectado energía primaria a la máquina. Los diagramas fasoriales de la Figura 4.3 muestran los dos casos de compensación posibles, entregando potencia reactiva a la red o consumiendo de ella. En caso de que se necesite entregar potencia reactiva a la red,

4.1. Compensador síncrono

se controlará la corriente de campo de forma que E sea mayor a V , y lo contrario en caso de consumo.



(a) Compensador síncrono entrega potencia reactiva a la red. (b) Compensador síncrono consume potencia reactiva de la red.

Figura 4.3: Diagrama fasorial de una máquina síncrona operando como compensador de reactiva.

El modelo presentado en la Figura 4.1 responde al comportamiento en régimen permanente de una máquina síncrona de polos lisos. Para las máquinas de polos salientes, por otra parte, se suele repartir la reacción del inducido en dos componentes, asociadas a los ejes directo y en cuadratura del rotor de la máquina; estas reacciones se identifican con dos impedancias X_d y X_q [22]. Por otro lado, también se debe aclarar que durante eventos transitorios, como cortocircuitos, estas impedancias se modelan con otros valores: las impedancias transitoria y subtransitoria, X'_s y X''_s respectivamente (para polos salientes existen cuatro de estas impedancias, dos para cada eje). Asimismo, se definen las constantes de tiempo transitoria y subtransitoria, T' y T'' , derivadas del análisis de la evolución en el tiempo de la corriente en un cortocircuito [22]. Se mencionan estas constantes porque son determinantes para el modelo a utilizar en simulaciones transitorias. Por una explicación matemática detallada referirse a [23].

4.2. Equipos *FACTS*

La sigla *FACTS* proviene del inglés “*Flexible AC Transmission Systems*” y, como su nombre lo indica, se refiere a equipos flexibles que se instalan en redes de transmisión AC para mejorar su desempeño, principalmente en términos de la estabilidad. La flexibilidad proviene del hecho de que estos equipos se basan en electrónica de potencia y por esto poseen una gran controlabilidad. Una primera clasificación de los *FACTS* se basa en si están conectados en serie, en paralelo o mediante una combinación de ambos modos [24]. Este trabajo se va a enfocar en dos equipos de compensación de potencia reactiva que se instalan en paralelo con la red.

Los generadores estáticos de potencia reactiva también se pueden clasificar en dos grupos [24]:

1. Los que se basan en construir una impedancia variable, utilizando inductancias y condensadores conectados a la red mediante tiristores
2. Los que implementan una fuente de voltaje controlable mediante un convertidor de potencia

En las próximas secciones se analizará un ejemplo de cada uno: el SVC y el STATCOM respectivamente.

4.2.1. Compensador estático de reactiva (SVC)

El compensador estático de reactiva (SVC) es del primer tipo de la clasificación anterior; básicamente, está conformado por un reactor controlado por tiristores, uno o más capacitores con conexión por tiristores, y un sistema de control encargado de ajustar el ángulo de disparo de los tiristores en base a la consigna de control que se tenga.

Reactor Controlado por Tiristores (TCR)

Un reactor controlado por tiristores (TCR por sus siglas en inglés), permite construir una inductancia variable conectada a la red AC mediante un convertidor AC-AC basado en tiristores, cuyo ángulo de disparo α se elige convenientemente, ajustando de esta forma la corriente consumida. En la Figura 4.4 se muestra el circuito correspondiente a una fase del TCR, el cual consiste en una inductancia de valor total L en serie con dos tiristores conectados en antiparalelo, cada uno encargado de la conducción según el sentido de la corriente.

4.2. Equipos FACTS

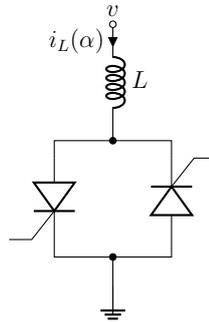


Figura 4.4: Circuito básico de un TCR.

Las formas de onda de las magnitudes de interés se muestran en la Figura 4.5; en ella se muestran la tensión aplicada, la corriente consumida por la inductancia cuando está “completa”, lo cual ocurre para ángulos de disparo α iguales a 90° , y la corriente consumida cuando α es mayor de 90° . En este último caso, se deduce que el tiempo o ángulo de conducción está restringido a $2(\pi - \alpha)$ en cada semiciclo.

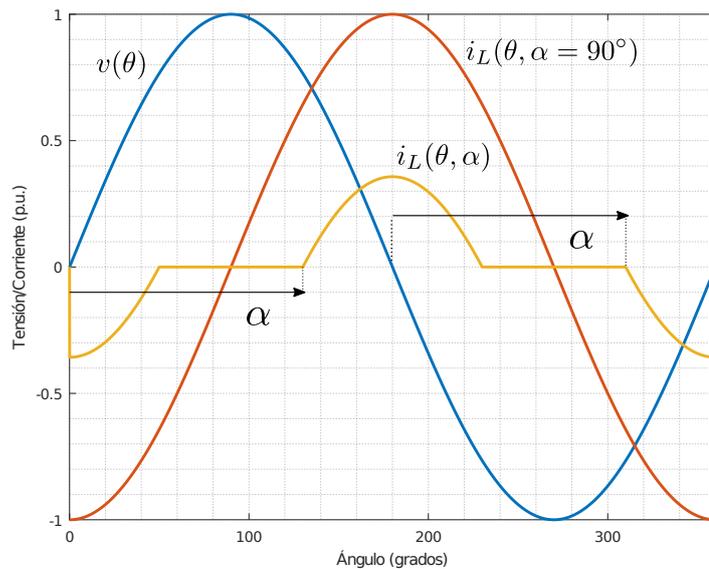


Figura 4.5: Tensión aplicada al TCR en azul junto con la corriente que consumida para un ángulo de disparo igual a 90° (naranja) y para un ángulo mayor a 90° , $\alpha = 130^\circ$ (amarilla).

Si la tensión se expresa como $v(\omega t) = V \sin \omega t = V \sin \theta$, con ω su frecuencia, la corriente en el período de conducción positivo se calcula como:

$$i_L(\theta) = \frac{1}{\omega L} \int_{\alpha}^{\theta} V \sin \theta = \frac{V}{\omega L} (\cos \alpha - \cos \theta)$$

Es interesante notar que la expresión anterior es una traslación vertical hacia valores negativos de la onda completa, disminuyendo así la amplitud de la co-

Capítulo 4. Sistemas rápidos de compensación de reactiva

riente, además del período de conducción. El valor de la amplitud del armónico fundamental de corriente resulta, por tanto, dependiente del ángulo α como indica la ecuación (4.1) [24]¹ y se aprecia en la Figura 4.6. En la Figura 4.7a se muestra gráficamente la evolución de $\hat{I}_{L1}(\alpha)$, donde se puede visualizar que a medida que aumenta el ángulo de disparo la amplitud de la corriente consumida disminuye; por otra parte, en la Figura 4.7b se muestra la evolución de la amplitud del resto de los armónicos (del 3 al 13) en función del ángulo de disparo, que responde a la ecuación (4.2). Debido a la generación de armónicos de este dispositivo, es usual la instalación de filtros así como, en menos casos, efectuar una configuración de 12 pulsos, al igual que con el rectificador del capítulo 2.

$$\hat{I}_{L1}(\alpha) = \frac{V}{\omega L} \left(2 - \frac{2}{\pi} \alpha + \frac{1}{\pi} \sin 2\alpha \right) \quad (4.1)$$

$$\hat{I}_{Ln}(\alpha) = \frac{V}{\omega L} \left[\frac{4}{\pi} \left(\frac{(-1)^{\frac{n-1}{2}}}{n(n^2 - 1)} \right) (n \sin \alpha \cos n\alpha - n \cos \alpha \sin n\alpha) \right] \quad (4.2)$$

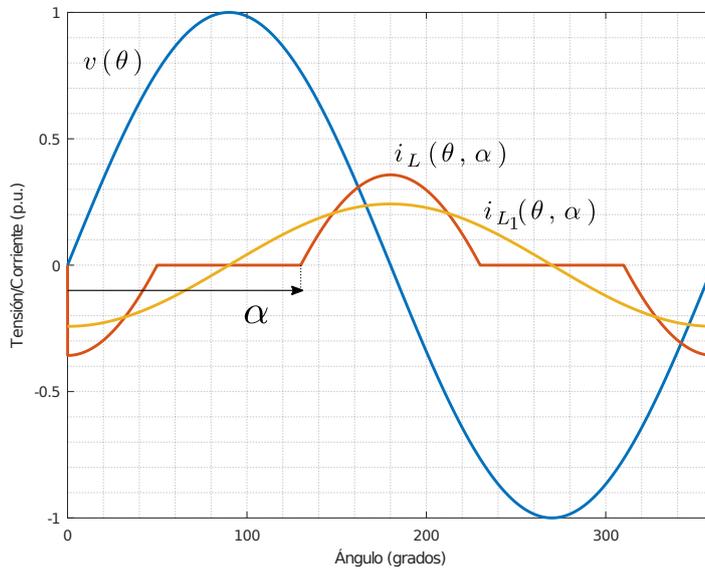
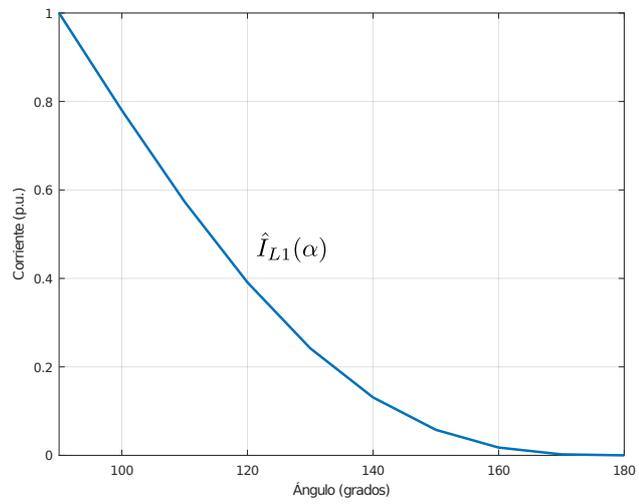


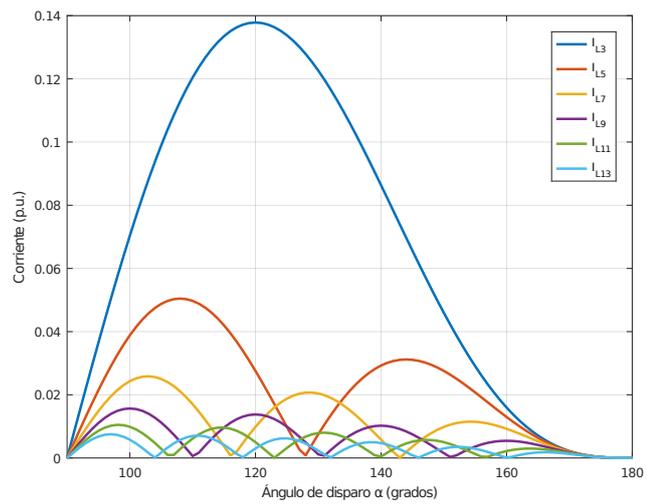
Figura 4.6: Tensión aplicada al TCR en azul junto con la corriente consumida para un ángulo de $\alpha = 130^\circ$ (naranja) y la forma de onda de la componente fundamental de esta corriente.

¹La ecuación (4.1) se adaptó de [24] pues el ángulo de disparo en esta referencia tiene como origen el pico de la tensión y no el cruce por el cero. Esta referencia es usual en la descripción del SVC en distintas bibliografías.

4.2. Equipos FACTS



(a) Amplitud de la componente fundamental de la corriente según el ángulo de disparo α .



(b) Amplitud de los armónicos distintos al fundamental de la corriente según el ángulo de disparo α .

Capacitor conectado por tiristores (TSC)

Por su construcción, el TCR sólo permite el consumo de potencia reactiva, restringiendo, por ende, su margen de operación. Por esta razón es usual combinar este equipo con capacitores en paralelo, ya sea un capacitor permanentemente conectado o con un dispositivo para su conexión. En esta sección se mostrará el capacitor conectado por tiristores (TSC por sus siglas en inglés). El circuito de una rama de un TSC es análogo al TCR y se presenta en la Figura 4.8. Se observa que, a diferencia del TCR, además de un capacitor en serie con los dos tiristores en antiparalelo, en este circuito hay una inductancia serie que disminuye los transitorios de corriente en la conexión.

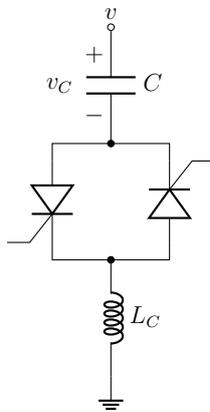
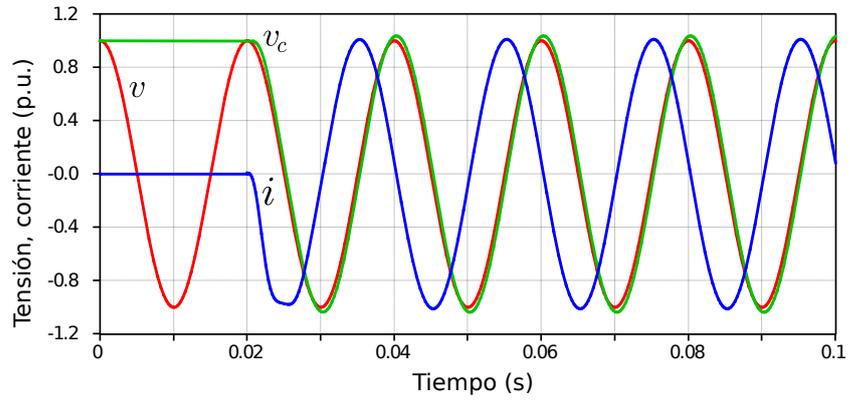


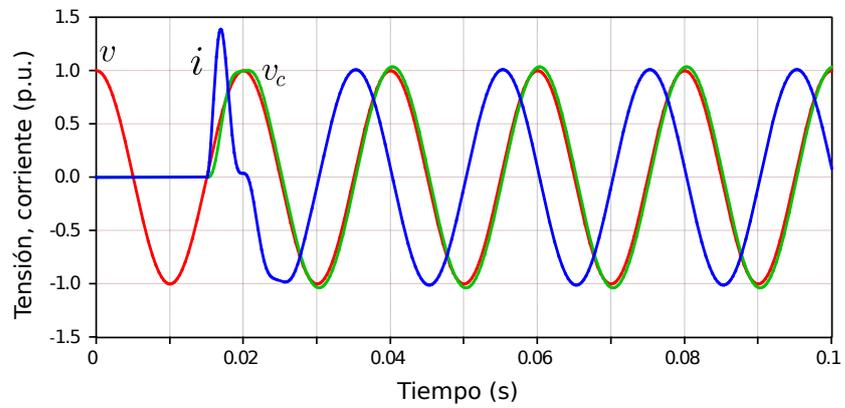
Figura 4.8: Circuito básico de un TSC.

Como lo sugiere su nombre, el TSC es sólo encendido por los tiristores, no hay una acción de control del ángulo de disparo como sí la hay en el TCR. Esto se debe a que no es posible conectar el capacitor en cualquier momento de la onda de tensión de la red, ya que la posible diferencia de tensiones entre la red y la inicial del capacitor genera corrientes excesivas que podrían dañar el capacitor. En la Figura 4.9 se muestra la forma de onda de la tensión de la red, junto con la del capacitor y la de la corriente consumida, para varias situaciones. En la Figura 4.9a se muestra un caso libre de transitorios, en el cual la conexión se efectúa cuando la tensión en la red iguala a la del condensador, en este caso en el valor máximo. Por otro lado, si la conexión se hace con el capacitor descargado, como se muestra en la Figura 4.9b, aunque la conexión se efectúe en el cruce por cero de la tensión, la corriente tendrá un pico debido a que intentará seguir su andamiento normal, es decir, tener su valor máximo cuando la tensión sobre el capacitor es cero. Por último, en la Figura 4.9c se presenta la situación en que la conexión se hace cuando hay una diferencia de tensiones de 0.5 p.u., en la cual aparece una sobre corriente con cierto contenido armónico. Debido a estos fenómenos, el control del ángulo de disparo debe ser tal que la conexión se lleve a cabo cuando la tensión del capacitor se iguale a la de la red en sus picos, donde la corriente tiene su cruce por cero natural.

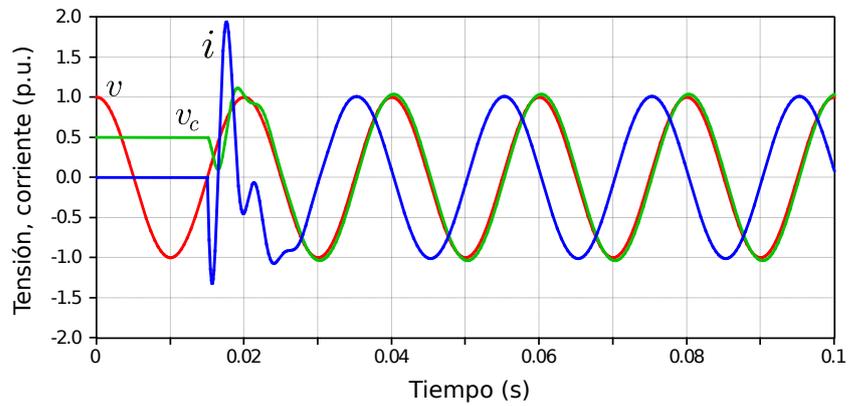
4.2. Equipos FACTS



(a) Formas de onda de tensión y corriente por el capacitor sin transitorios.



(b) Formas de onda de tensión y corriente por el capacitor con transitorios debidos a la conexión con tensión nula.



(c) Formas de onda de tensión y corriente por el capacitor con transitorios debidos a una diferencia entre la tensión de la red y la inicial del capacitor (cargado a 0.5 p.u.).

Figura 4.9: Formas de onda de tensión y corriente de un TSC. Figuras adaptadas de [24].

Sistema TCR+TSC

Como se mencionó anteriormente el TCR por sí solo tiene la operación restringida a sólo consumo de potencia reactiva y es por eso que se agregan capacitores en paralelo en configuración de TSC. En general, se agrega más de una rama para tener cierta regulación de la potencia reactiva entregada. De ahora en más se hablará en términos de consumo de potencia reactiva, con la salvedad que ésta puede ser inductiva (con valor positivo) o capacitiva (con valor negativo). En la Figura 4.10 se muestra una posible configuración de este circuito, con un TCR y tres TSC, permitiendo tres pasos de reactiva capacitiva y el rango de operación habitual del TCR determinado por el ángulo de disparo. Vale aclarar que este circuito y los presentados previamente corresponden a una fase del sistema trifásico.

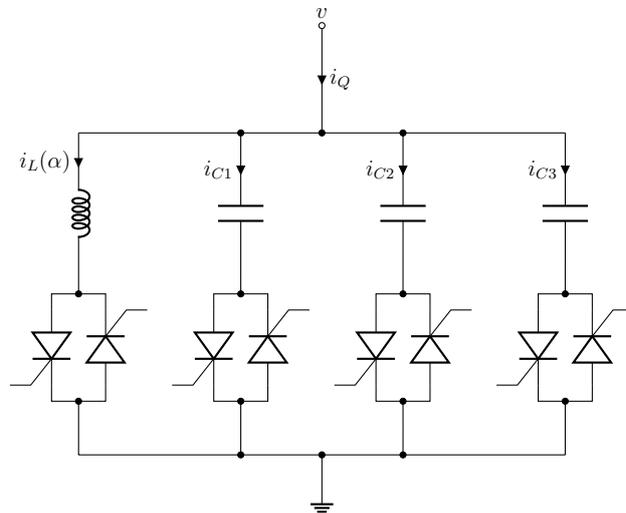


Figura 4.10: Circuito básico de un TCR-TSC.

La Figura 4.11 muestra el consumo de potencia reactiva Q del TCR-TSC en función de la reactiva demandada. Esta reactiva es la suma de la reactiva consumida por el inductor y por los capacitores $Q = Q_L + Q_C$, que están representadas en la misma gráfica en azul y rojo respectivamente. De acuerdo al funcionamiento descrito del TCR y del TSC, el consumo del primero es regulable con el ángulo de disparo, y por tanto es lineal con la demanda, mientras que el segundo tiene un consumo escalonado, siendo en este caso tres escalones. A modo de ejemplo, si la demanda es de potencia reactiva capacitiva de valor Q_1 , tendrán que ser encendidos los capacitores 1 y 2 obteniendo un valor mayor que el requerido, el cual es compensado con un consumo regulado del TCR ($Q_{C1} + Q_{L1}$); por otro lado, si la demanda es de potencia inductiva de valor Q_2 , ningún capacitor es encendido y el encargado de regular el consumo es el TCR.

Es interesante hacer notar que, para el correcto funcionamiento de este dispositivo, la potencia máxima del TCR tiene que ser por lo menos igual a la de uno de los capacitores, no es necesario que iguale la potencia del total del banco.

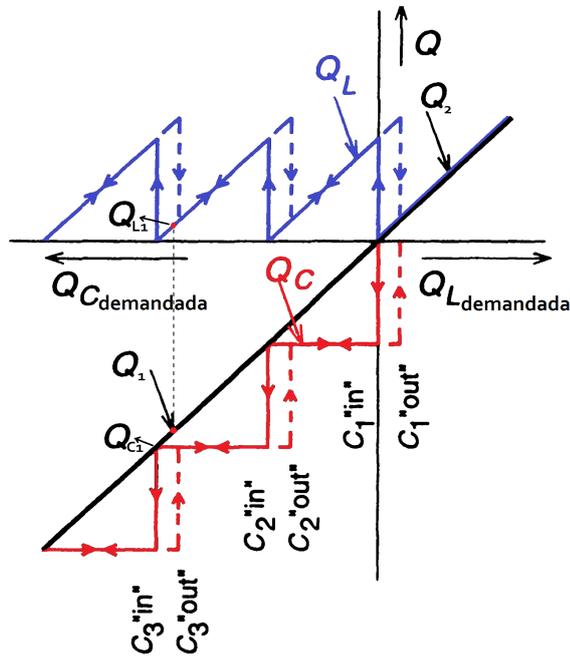


Figura 4.11: Potencia reactiva consumida por un TCR-TSC en función de la reactiva demandada. Figura adaptada de [24].

Las zonas de operación de tensión y corriente posibles para un TCR-TSC son presentadas en la Figura 4.12. La zona azul de la derecha representa la operación inductiva y está limitada por la tensión y corriente máximas que soporta el TCR, y el valor de la admitancia $B_{Lmax} = \frac{1}{\omega L}$. De forma análoga, la zona roja de la izquierda representa la operación capacitiva, limitada también por los valores máximos de tensión y corriente del TSC y el valor de admitancia máxima $B_{Cmax} = 2B_C = 2\omega C$; en el caso de esta figura el TSC consta de dos ramas. Se observa que si baja la tensión de la red el rango de operación en corriente se limita cada vez más.

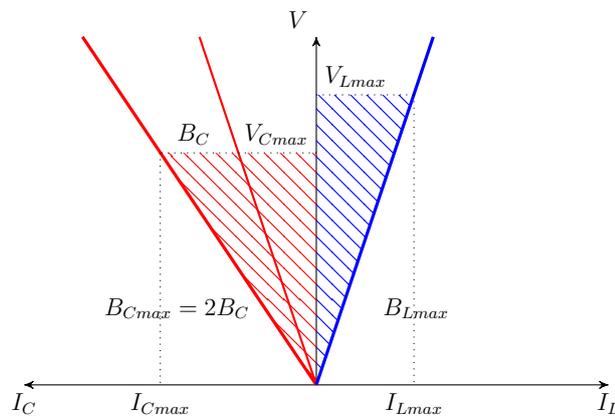


Figura 4.12: Zonas de operación en el plano corriente-tensión de un TCR-TSC.

Capítulo 4. Sistemas rápidos de compensación de reactiva

Estos equipos combinados (o posibles variantes), junto con un sistema de control asociado, es lo que se considera un SVC. En la Figura 4.13 se puede apreciar en trazo negro continuo la característica de operación estática tensión - corriente de un SVC. Asimismo, se presentan tres características tensión - corriente del sistema al que el SVC está conectado, denominadas rectas de carga LCX; el punto de operación será la intersección de la recta de carga y la recta del SVC. El sistema de control determinará la corriente inductiva o capacitiva que debe consumir el SVC según la tensión en el punto de conexión V . Observando la Figura 4.13, si se tiene una recta de carga LC1 que interseca la recta del SVC en una tensión igual al valor de referencia V_{ref} , la corriente es cero, pues el punto de operación es el de la consigna de control. Sin embargo, si el sistema cambia su recta de carga a LC2, la tensión aumentará a V_1 para corriente nula, el control entonces detectará una diferencia $V_1 - V_{ref}$ positiva e incrementará la corriente inductiva hasta lograr un nuevo punto de operación en V_2 con corriente I_{L2} . Por otro lado, si la recta de carga baja a LC3, la tensión disminuirá a V_3 , por lo que el SVC incrementará la corriente capacitiva hasta lograr un punto de operación en V_4 con corriente I_{C4} [25]. Se observa que el valor de tensión final mantiene una diferencia con la tensión V_{ref} impuesta por la pendiente de la característica de operación; este estatismo no nulo garantiza una mayor estabilidad en el control y un mayor rango de aplicación para variaciones de carga que si la pendiente fuera cero y se buscara siempre obtener V_{ref} .

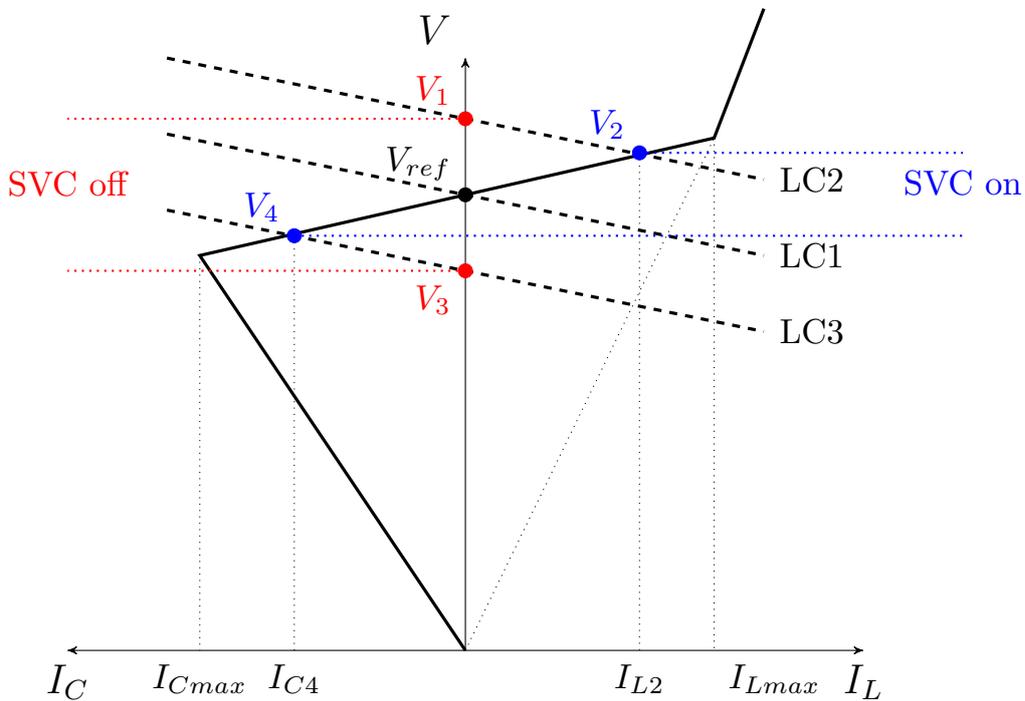


Figura 4.13: Característica tensión corriente estática del SVC.

4.2. Equipos FACTS

Por último, en la figura 4.14 se muestra un diagrama de bloques esquemático de un sistema de control típico de un SVC.

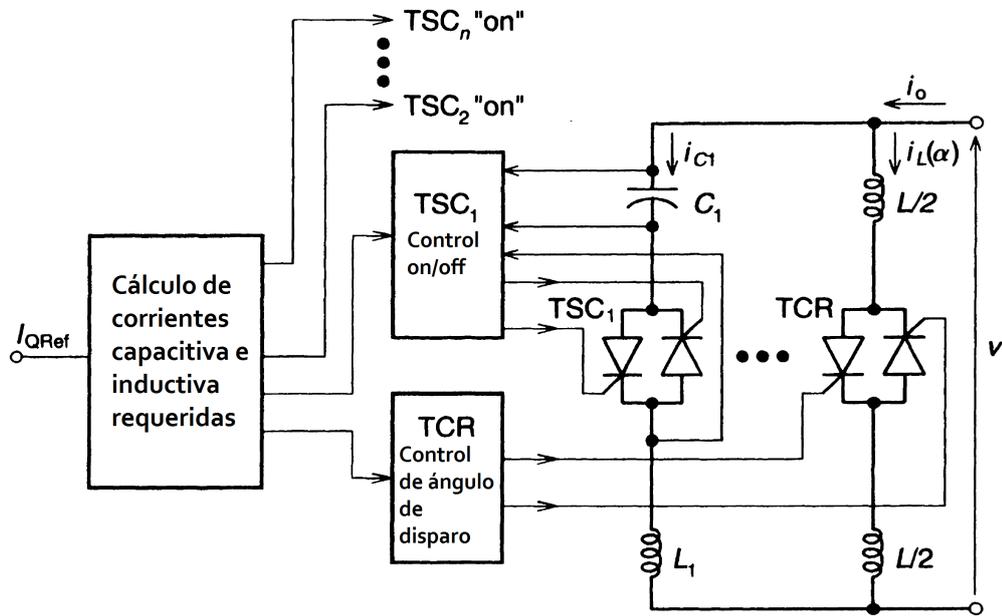


Figura 4.14: Diagrama de bloques del control de un SVC. Figura adaptada de [24].

4.2.2. Compensador síncrono estático (STATCOM)

Convertidores de fuente de tensión (VSC)

En el Capítulo 2 se introdujeron los llamados *line commutated converters* (LCC) y se mencionó el creciente uso de los *voltage source converters* (VSC) para implementar la transmisión en HVDC. Los VSC ya son ampliamente usados para realizar la compensación de reactiva dado que esta aplicación, en general, requiere menor manejo de potencia que la aplicación de transmisión.

La principal ventaja de los VSC respecto a los LCC es su mayor control de la tensión y la corriente de salida (operación en cuatro cuadrantes), determinada por su construcción mediante llaves apagables (GTO, IGBT, etc.).

En la Figura 4.15 se muestra un diagrama de bloques básico de un VSC, también llamado inversor pues es tradicionalmente usado para transferir potencia del lado de continua al de alterna. El convertidor está representado por un bloque con el símbolo de una llave apagable (en este caso un IGBT), la tensión de continua está fijada por un condensador lo suficientemente grande para considerar que su tensión es constante (pudiendo ser reemplazado por una batería), y la conexión a la red de alterna está representada mediante una inductancia que podría ser la reactancia de cortocircuito del transformador de conexión.

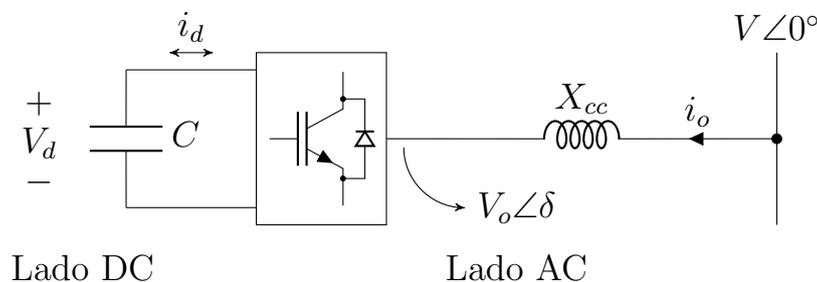


Figura 4.15: Estructura básica de un VSC.

El VSC permite el intercambio de potencia activa y reactiva con la red AC en ambos sentidos, a diferencia del LCC que permite intercambio de activa pero siempre consume reactiva. De esta forma, el funcionamiento del VSC es análogo al del generador síncrono explicado en la sección 4.1, donde el intercambio de potencia activa queda determinado por el desfase entre la tensión de la red y la tensión fundamental de la salida del convertidor (δ en la Figura 4.15), y el intercambio de reactiva por la diferencia entre los módulos de estas tensiones (V y V_o).

Existen muchas topologías para los VSC que tienen como principal objetivo el control de la tensión fundamental y la eliminación de armónicos. En este documento se verán tres de ellas que permiten entender el funcionamiento general del

equipo.

La Figura 4.16 muestra el circuito de un inversor trifásico de dos estados o niveles. El lado DC está compuesto por dos condensadores idénticos con punto medio N respecto al cual imponen tensiones $+V_d/2$ y $-V_d/2$. Tres ramas inversoras, una por fase, efectúan la construcción de la tensión de alterna; cada rama está compuesta por dos llaves apagables las cuales se comandan a contrafase para así imponer las tensiones $+V_d/2$ y $-V_d/2$ en las tres salidas. Los comandos de las tres ramas están desfasados 120° para lograr un sistema trifásico equilibrado. La conexión a la red AC se representa como impedancias genéricas en serie con fuentes de tensión conectadas en estrella con un neutro n .

Las formas de onda de tensión resultantes se muestran en la Figura 4.17. En ella se observan las tensiones de las tres fases respecto al punto N , la tensión del neutro n del transformador respecto al mismo punto, y la tensión de la fase a respecto al neutro n .

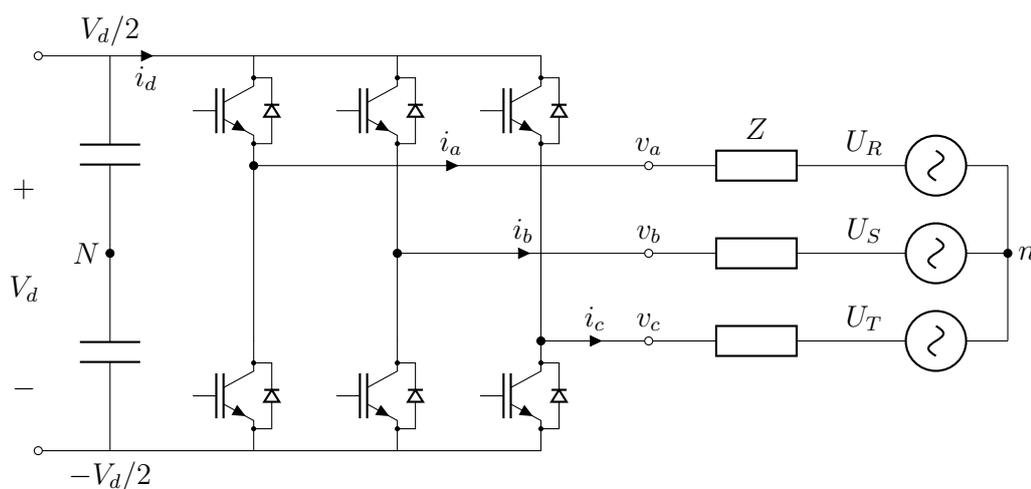


Figura 4.16: Circuito de un VSC trifásico de dos estados.

Capítulo 4. Sistemas rápidos de compensación de reactiva

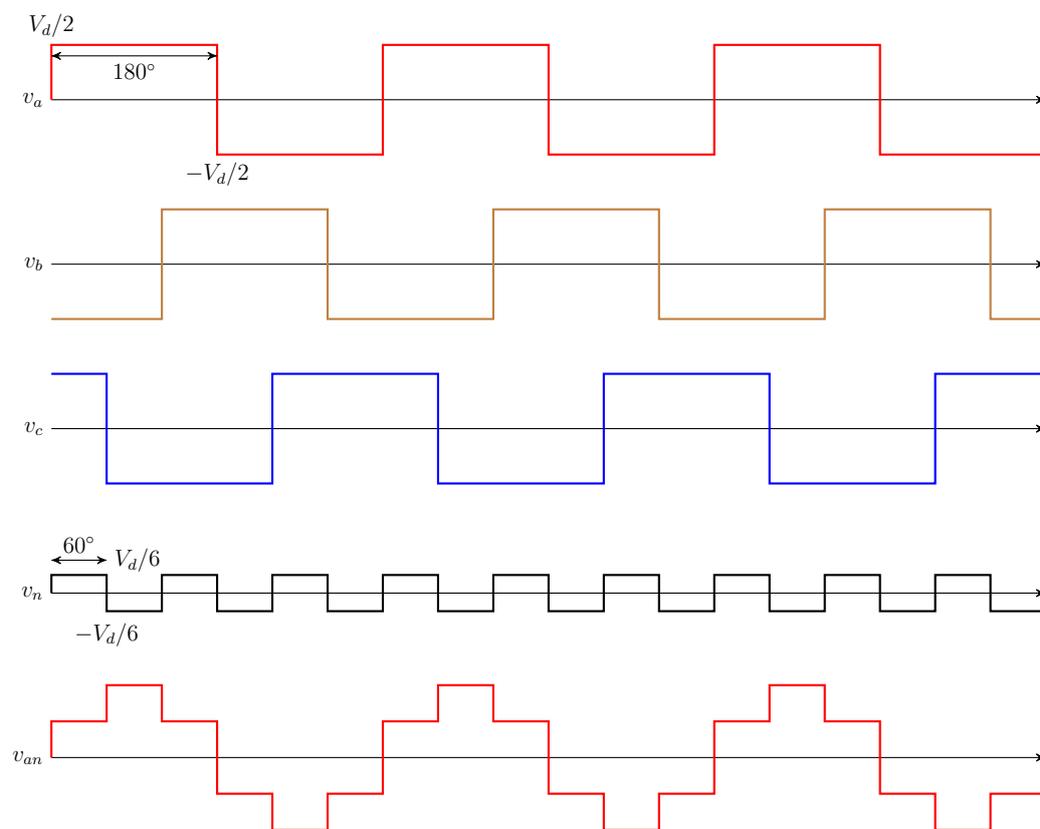


Figura 4.17: Formas de onda de las tensiones de salida de un VSC de dos estados.

Otra topología utilizada, que además es la implementada en las simulaciones de este trabajo, es la de tres niveles. Como su nombre lo dice, cada tensión de salida puede adoptar tres niveles de tensión: $+V_d/2$, $-V_d/2$ y 0 respecto a N . Esto se logra con el circuito de la Figura 4.18, la cual muestra la rama de la fase a y su tensión de salida. Con el agregado de dos llaves y dos diodos, esta estructura permite que v_a tome el valor 0 y que se pueda controlar al ángulo τ durante el cual toma los valores $+V_d/2$ y $-V_d/2$. Controlar τ permite a su vez controlar el módulo de la tensión fundamental de salida, lo cual es imprescindible si se quiere controlar el intercambio de potencia reactiva con la red. Esta topología puede generalizarse a más de tres niveles y se denomina *Neutral Point Clamped* (NPC).

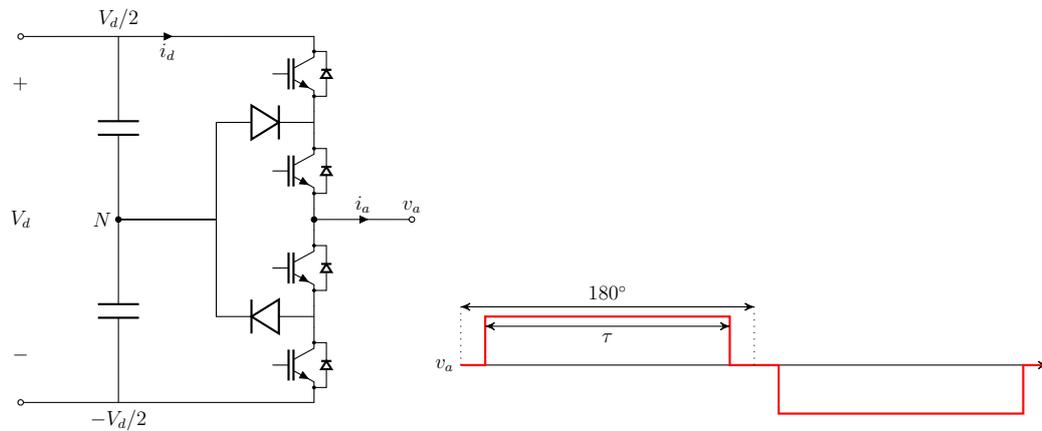


Figura 4.18: Rama de un VSC trifásico de tres niveles del tipo NPC.

Reducción de armónicos - PWM sinusoidal

Al igual que todos los equipos que hacen uso de componentes no lineales, la tensión de salida de un VSC presenta un contenido armónico importante que debe reducirse. Particularmente, los armónicos 5 y 7 son los primeros en estar presentes, ya que, por la simetría de la onda construida, no existen armónicos pares, y, por otra parte, los armónicos múltiplos de 3 se anulan en las tensiones compuestas de sistemas trifásicos. Una estrategia tradicionalmente utilizada para la reducción de armónicos es la de modulación por ancho de pulso (PWM por su sigla en inglés) sinusoidal[15], mediante la cual el comando de las llaves se efectúa a través de la comparación de dos señales, una triangular, denominada onda portadora, de frecuencia f_p , y una sinusoidal, onda modulante, de frecuencia f , siendo f la frecuencia de la onda fundamental deseada; se define p como la razón las frecuencias anteriores $\frac{f_p}{f}$. La amplitud de la onda modulante es proporcional a la amplitud de la onda de salida deseada. Se puede demostrar que este comando de llaves permite la eliminación de los armónicos de orden menor a p , a costa de incrementar los armónicos de orden mayor. En la Figura 4.19 se muestra un ejemplo de onda portadora con $p = 9$ y tres ondas modulantes (una por cada fase), mientras que en las Figuras 4.20 y 4.21 se muestran las tensiones de fase y la tensión compuesta resultantes respectivamente. Se podría demostrar en este caso que los armónicos 5 y 7 se eliminan y que el primero en ser no nulo será el 11. Si bien este ejemplo se planteó para un VSC de dos niveles, esta estrategia se puede aplicar a convertidores de múltiples niveles, en donde en cada nivel se ejecuta un PWM sinusoidal.

Capítulo 4. Sistemas rápidos de compensación de reactiva

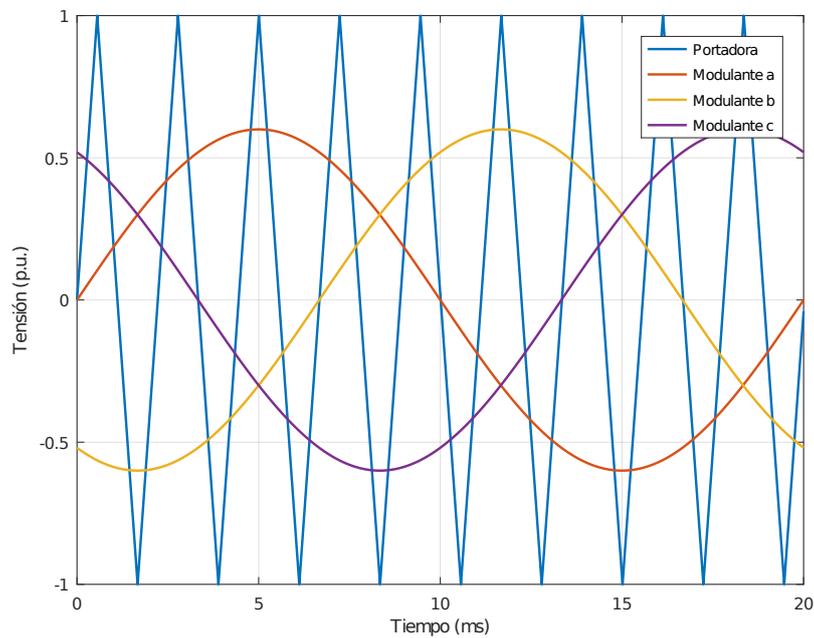


Figura 4.19: Señales de referencia utilizadas para efectuar la modulación por ancho de pulso de cada rama del inversor.

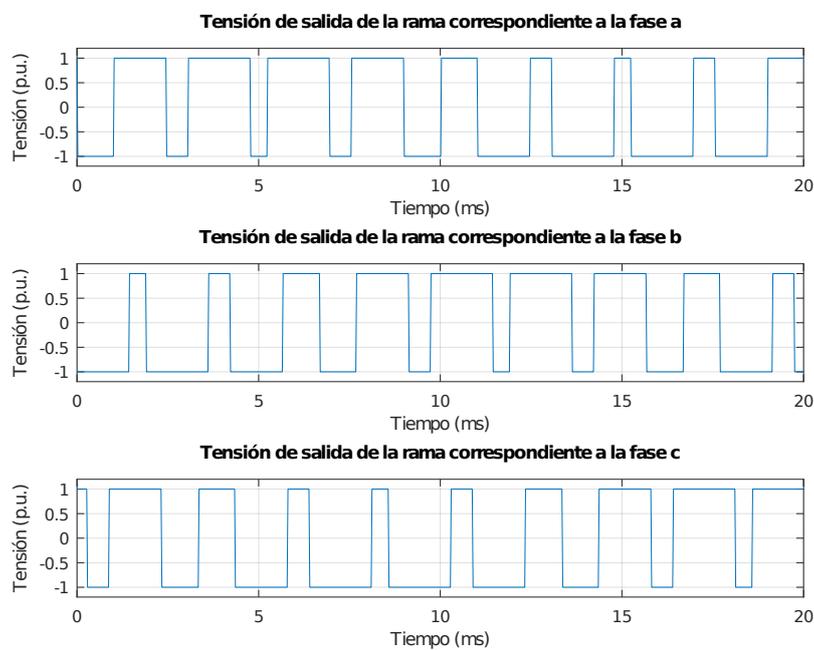


Figura 4.20: Tensiones de salida del inversor trifásico de dos estados controlado por pwm sinusoidal.

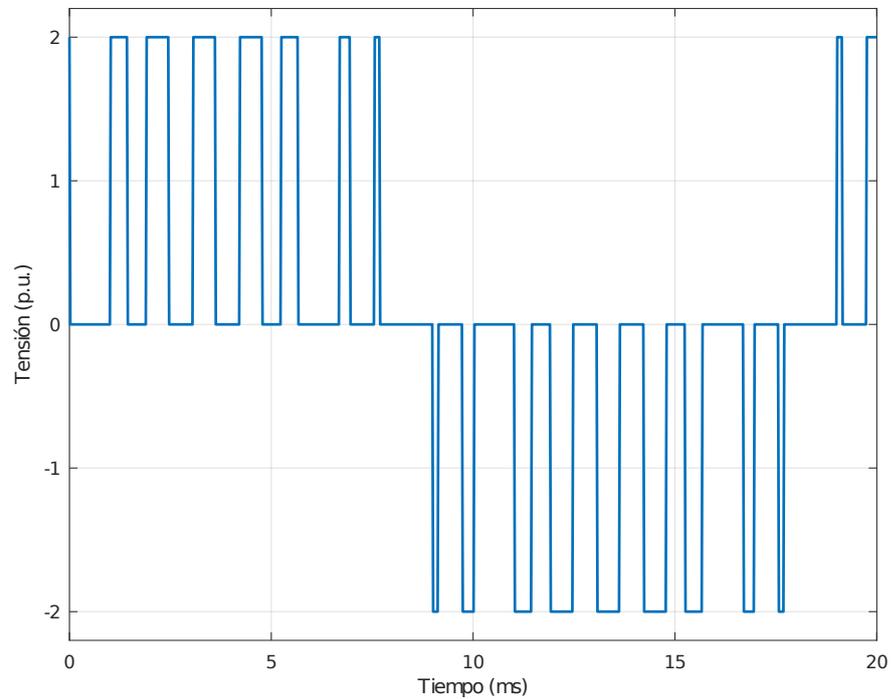


Figura 4.21: Tensión compuesta a - b de salida del inversor trifásico de dos estados controlado por pwm sinusoidal.

Convertidor multinivel modular (MMC)

La tercer topología que se presenta en este documento, y la más utilizada actualmente, es la llamada *Modular Multilevel Converter* (MMC) que, debido a su carácter modular, es más versátil que las otras opciones. Esta topología se utiliza específicamente para la aplicación de compensación de reactiva. Cada fase del convertidor está compuesta por una cadena de VSCs monofásicos de tipo puente completo conectados en serie [26]. La Figura 4.22 muestra el caso en que una fase está compuesta por tres módulos de puente completo, los cuales tienen como fuente de continua un capacitor cargado a una tensión V_{dc} igual en los tres módulos; las llaves se comandan de forma adecuada para obtener distintos niveles de tensión, sumando o restando el valor V_{dc} , obteniendo, en este caso, una tensión de fase de siete niveles, tal como se puede observar en la Figura 4.23. El manejo de las llaves tiene cierta complejidad puesto que no sólo implica obtener la tensión deseada, sino que se debe tener en cuenta que la corriente que circule sea capaz de cargar o descargar los capacitores según lo que se necesite. Un sistema análogo mecánico como el que se expone en la Figura 4.24 es útil para ilustrar el funcionamiento de este convertidor; con el manejo de estas llaves se decide si a la tensión de salida V_a se le suma, resta o puenta la tensión de cada capacitor, siendo la situación presentada, la suma de las tres tensiones.

Capítulo 4. Sistemas rápidos de compensación de reactiva

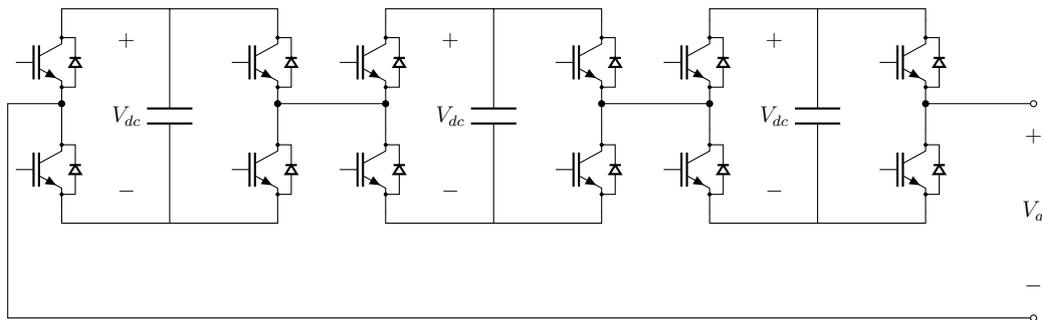


Figura 4.22: Circuito de una fase de MMC de siete niveles.

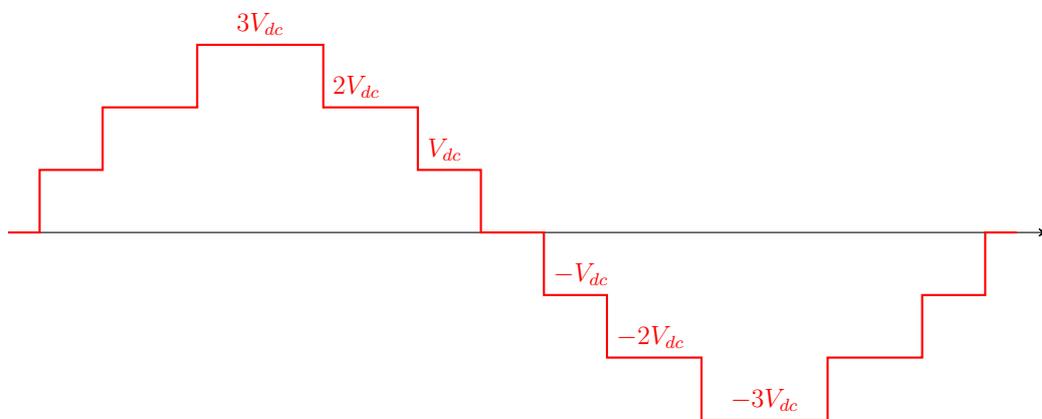


Figura 4.23: Forma de onda de la tensión de salida de fase de un MMC de siete niveles.

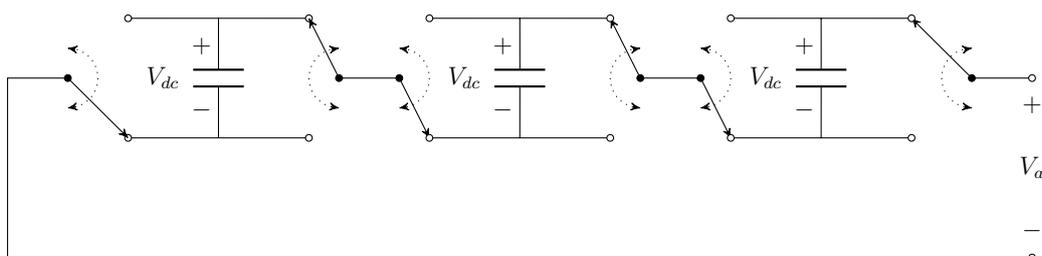


Figura 4.24: Análogo mecánico de un MMC de siete niveles.

4.2. Equipos FACTS

El circuito completo del STATCOM se puede observar en la Figura 4.25, en donde cada fase corresponde a una cadena como la de la Figura 4.22 y se conectan entre sí en estrella; también es posible la conexión en triángulo. En diagramas anteriores se mostró que la conexión a la red AC se efectúa a través de una reactancia, ya sea la propia del transformador o la de un reactor separado, como es el caso de la Figura 4.25. Esta serie del reactor y la reactancia de fugas del transformador es lo que usualmente se denomina reactancia de acoplamiento y es necesaria para que el control pueda regular el intercambio de reactiva entre el STATCOM y la red AC de forma estable. Asimismo, tiene la función secundaria de limitar la corriente de cortocircuito cuando ocurre una falla de aislación en el transformador.

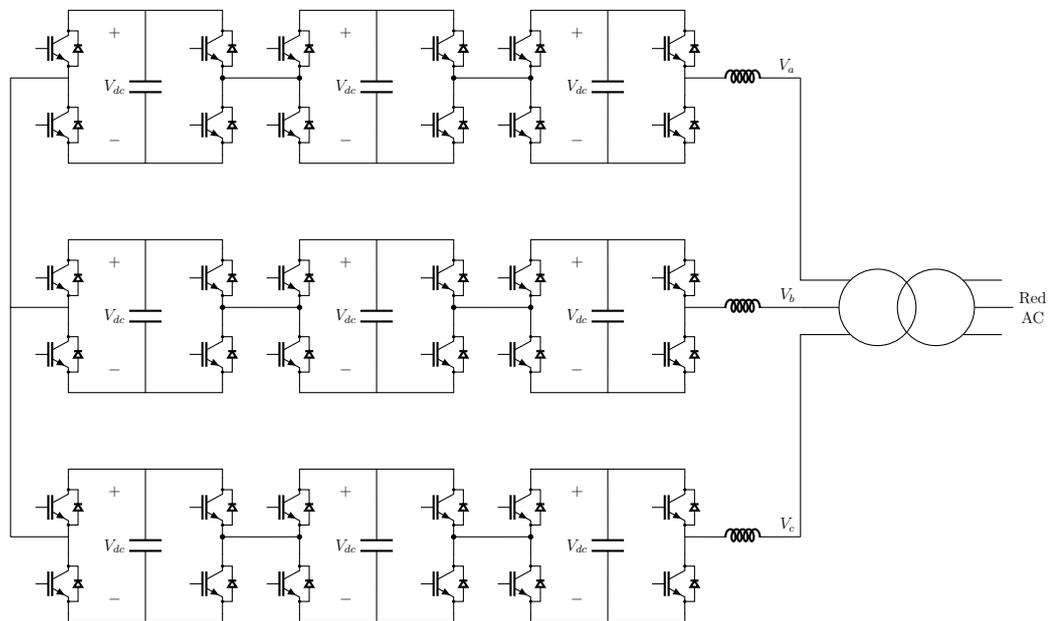


Figura 4.25: Circuito trifásico de un STATCOM en base a convertidores MMC de siete niveles con conexionado en estrella.

Capítulo 4. Sistemas rápidos de compensación de reactiva

Lineamientos básicos del control del STATCOM

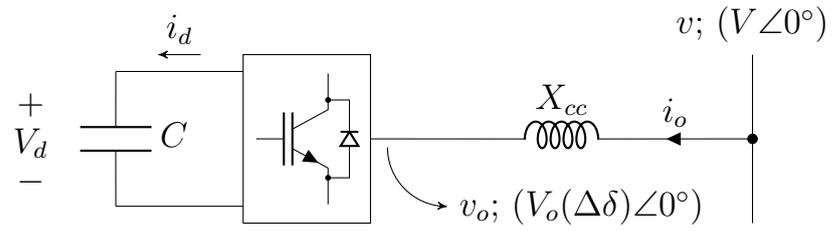
Como se mencionó anteriormente, el STATCOM emula el funcionamiento de un compensador síncrono, donde el intercambio de potencia reactiva con la red AC depende de la diferencia de módulos de las tensiones respectivas. De esta forma, si se quiere inyectar potencia reactiva a la red el módulo de la tensión fundamental de salida del STATCOM debe ser mayor al de la tensión de red, y lo contrario si se desea absorber reactiva. Por otro lado, siendo el objetivo sólo compensar reactiva, la fase respecto a la red de la tensión de salida se mantiene en 0° , o en un valor chico que permita consumir la potencia activa de la red necesaria para compensar las pérdidas de las llaves y componentes, y una eventual recarga de capacitores.

El control de tensión se efectúa tradicionalmente mediante dos estrategias: control indirecto y directo [24]. El control indirecto tiene como consigna variar la tensión en el condensador mediante momentáneos desfases que permitan su carga; el control directo, por otra parte, mantiene la tensión en el condensador fija pero varía el ancho del pulso τ de la tensión en que no vale cero (aplicable en convertidores de tres niveles o más). Esto último se efectúa generalmente mediante la aplicación de la modulación por ancho de pulso descrita anteriormente.

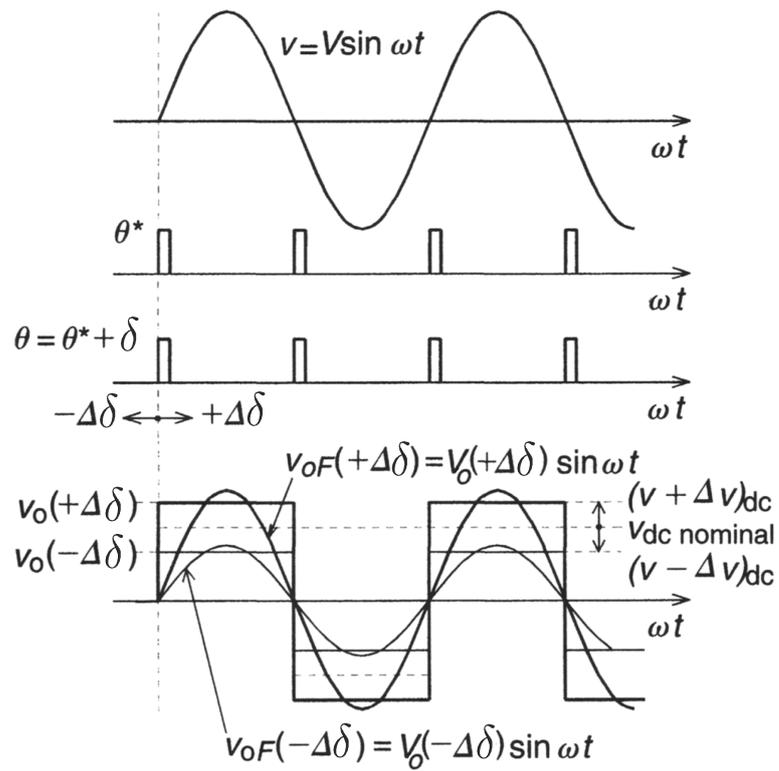
Si se efectúa un desfase entre las tensiones, habrá un intercambio de potencia activa y por tanto circulará una corriente i_d de valor medio no nulo que cargará o descargará el condensador, aumentando o disminuyendo su tensión. En la Figura 4.26 se muestra el diagrama del STATCOM conectado a la red y las formas de onda de la tensión para el caso del control indirecto. En la Figura 4.26a, si bien no hay desfase entre ambas tensiones, se explicita que el módulo de la tensión de salida depende de un desfase $\Delta\delta$. A su vez, en la Figura 4.26b se muestra la tensión sinusoidal de la red, la variable de sincronización θ^* , a la cual se le puede imponer un desfase $\Delta\delta$, y la tensión de salida resultante de este desfase. Se puede apreciar en esta última gráfica que al adelantar la tensión de salida (caso $-\Delta\delta$) el condensador debe entregar potencia activa, descargándose y disminuyendo así la tensión, sucediendo lo contrario en caso de atraso. Este es un método adecuado para un convertidor de dos niveles. No obstante, este tipo de estrategia no es buena si se considera que al capacitor se lo estará eventualmente sometiendo a sobretensiones.

En la Figura 4.27 se muestran el diagrama y las gráficas de tensión correspondientes al control directo de convertidores de tres niveles. La variable de control en este caso es el ancho de pulso τ que influye directamente en el módulo de la tensión fundamental de la salida del STATCOM. Asimismo, se puede observar que el dibujo es genérico respecto a la potencia activa, ya que no impone un desfase nulo.

4.2. Equipos FACTS



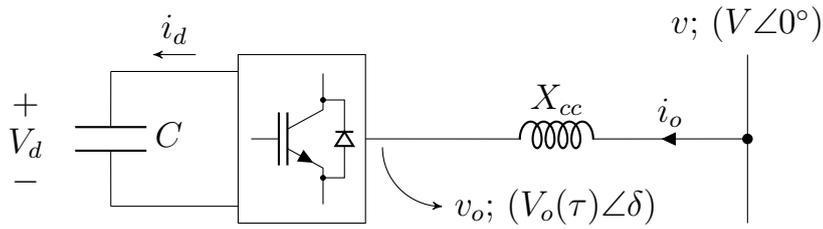
(a) Diagrama de STATCOM conectado a la red controlando la tensión de salida por método indirecto.



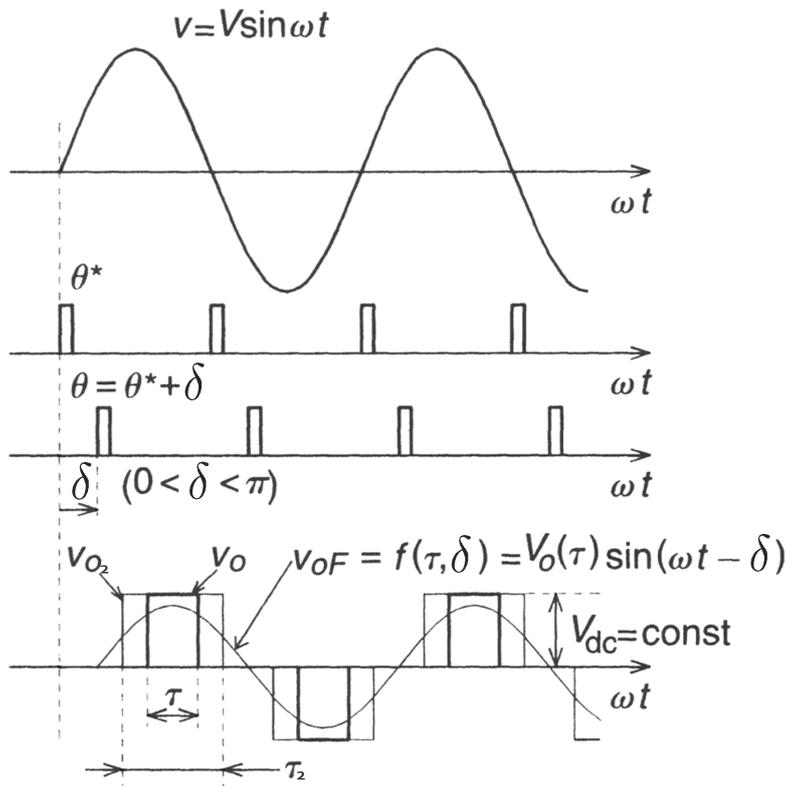
(b) Tensión de salida controlando por método indirecto.

Figura 4.26: Control indirecto de la tensión de salida del STATCOM

Capítulo 4. Sistemas rápidos de compensación de reactiva



(a) Diagrama de STATCOM conectado a la red controlando la tensión de salida por método directo.



(b) Tensión de salida controlada por método directo.

Figura 4.27: Control directo de la tensión de salida del STATCOM. Caso genérico en el que también puede haber intercambio de potencia activa.

4.2. Equipos FACTS

A diferencia del SVC, la zona de operación del STATCOM estará delimitada sólo por la corriente máxima soportada por los componentes. En la Figura 4.28 se muestra la característica de operación junto con las rectas de carga del sistema; al igual que en el SVC, el control del STATCOM impondrá una pendiente a su característica para facilitar la intersección con las distintas rectas de carga que se presenten.

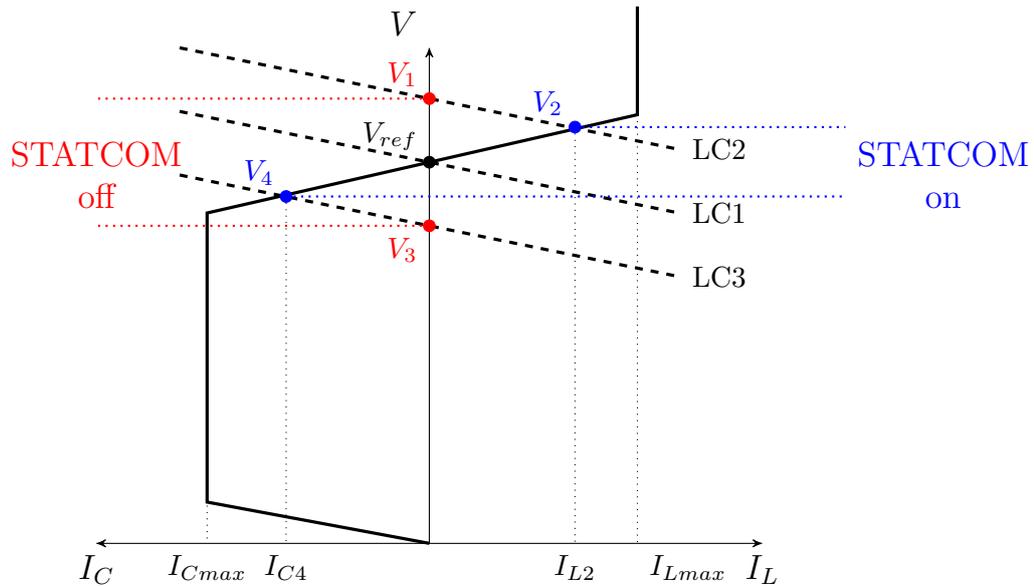


Figura 4.28: Característica tensión corriente estática del STATCOM.

El objetivo del STATCOM puede variar según la aplicación para la que se lo necesite, y con ello su consigna de control. Si bien en esta sección se hace énfasis en el control de tensión, algunas otras aplicaciones posibles son [26]:

- Amortiguamiento de oscilaciones de potencia
- Control del factor de potencia del sistema
- Control de potencia reactiva

En la Figura 4.29 se muestra el diagrama de bloques del control de tensión, en donde el regulador, usualmente proporcional - integral, tiene como entradas la diferencia entre la tensión de referencia V_{ref} y la medida V más una tensión proporcional a la corriente medida $X_{sl}I$. X_{sl} es la pendiente de la característica de operación de la Figura 4.28, también llamada estatismo o *droop* en inglés, y es un parámetro de ajuste. La salida del regulador es la corriente I_{Qref} o la potencia reactiva Q_{ref} necesarias para anular el error de tensión ΔV . Estas referencias de corriente y potencia reactiva son entradas al control del convertidor mostrado en la Figura 4.30, así como las medidas de corriente y tensión AC, y la tensión DC del capacitor. El control del convertidor será el encargado de determinar la tensión

Capítulo 4. Sistemas rápidos de compensación de reactiva

de salida V_o necesaria y las señales de comando para lograrla, utilizadas luego por el generador de pulsos de disparo para las llaves.

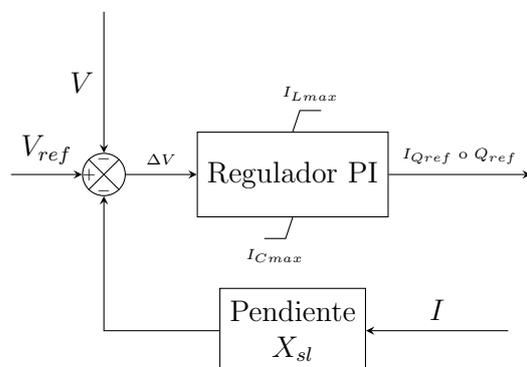


Figura 4.29: Diagrama de bloques del control de tensión del STATCOM.

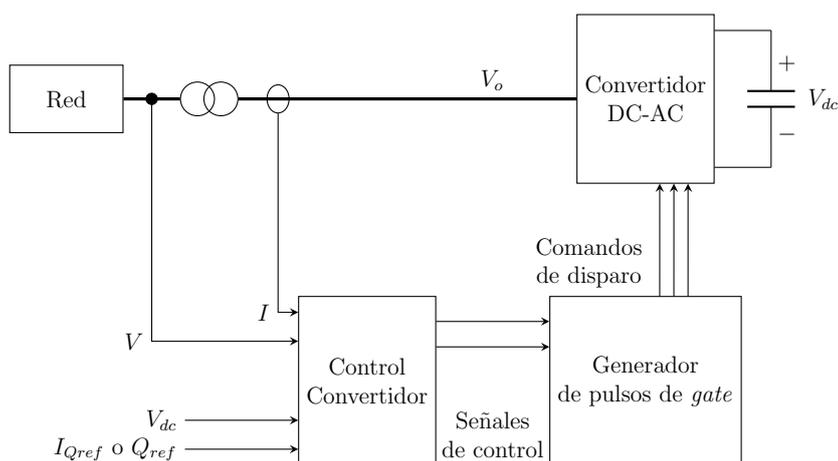


Figura 4.30: Diagrama de bloques del STATCOM.

El control del convertidor se implementa mediante un control vectorial, el cual implica efectuar una transformación de las magnitudes eléctricas fasoriales a un sistema espacial que descompone cada magnitud en dos ejes, llamados directo d y en cuadratura q (Transformada de Park [27]). Sin profundizar en este tema, se observa que el efectuar esta transformación permite separar las componentes que influyen en el intercambio de potencia activa de las que influyen en el intercambio de reactiva. Un diagrama de bloques del control del convertidor se muestra en la Figura 4.31, donde se puede apreciar que su salida son las variables M y δ , que corresponden a la modulación de la amplitud de la onda de salida y su fase. En secciones anteriores se explicó que la primera de estas magnitudes regula el intercambio de potencia reactiva, mientras que la segunda el de potencia activa. Estas magnitudes serán procesadas por el bloque generador de disparos que comandará las llaves del convertidor. Las medidas de tensión y corriente son entradas para un

4.2. Equipos FACTS

bloque que efectúa la transformación a una corriente vectorial de dos componentes, I_P e I_Q ; estas corrientes serán comparadas independientemente con dos referencias antes de entrar en el bloque regulador. La I_P se compara con I_{dref} , que a su vez es la referencia generada por el regulador de la tensión V_{dc} ; es decir que la regulación de esta corriente activa tiene como objetivo controlar la tensión en el capacitor. Por otro lado, la corriente I_Q se compara con la referencia generada por el control de tensión; esta se encargará de regular el intercambio de potencia reactiva. Por último, se calcula la tensión de referencia teniendo en cuenta la tensión en el capacitor y la variable de sincronización con la red θ provista por un PLL.

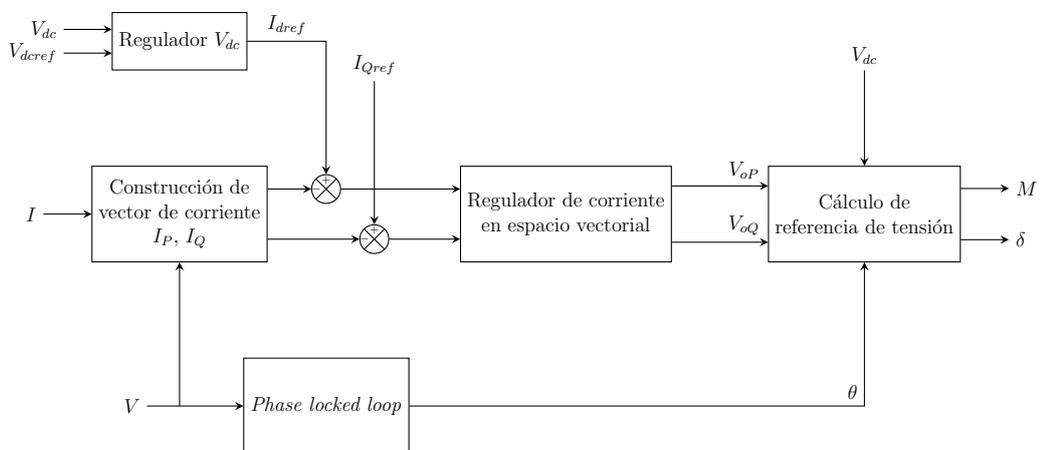


Figura 4.31: Diagrama de bloques del control del convertidor del STATCOM.

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

Capítulo 5

Modelado en ATPDraw

El programa de simulación elegido para este trabajo es el ATPDraw [28], *software* utilizado para la evaluación de transitorios electromagnéticos en redes de potencia. El programa permite modelar equipos de potencia y sistemas de control para luego simular su funcionamiento a lo largo del tiempo.

En el presente capítulo se describen los modelos utilizados: un sistema HVDC, un compensador síncrono, un SVC y un STATCOM. Estos modelos no son de elaboración propia sino que son obtenidos de la comunidad de ATPDraw [3] adecuándolos al caso de interés.

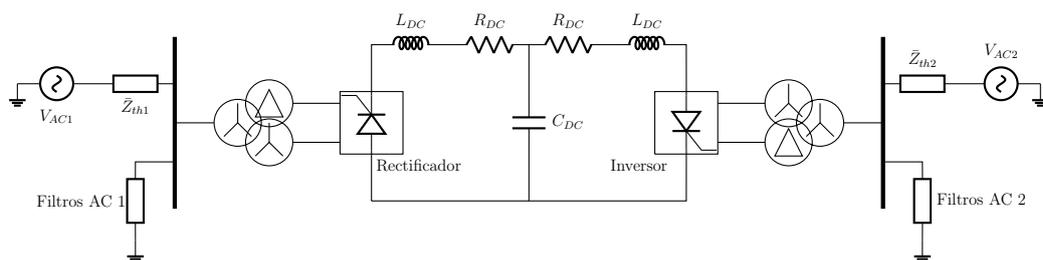
5.1. Sistema HVDC

El modelo del sistema HVDC simulado es el *CIGRE HVDC Benchmark* [29] [7], el cual fue elaborado para tener una referencia común en estudios de HVDC y es utilizado ampliamente [30] [31] [32] [33].

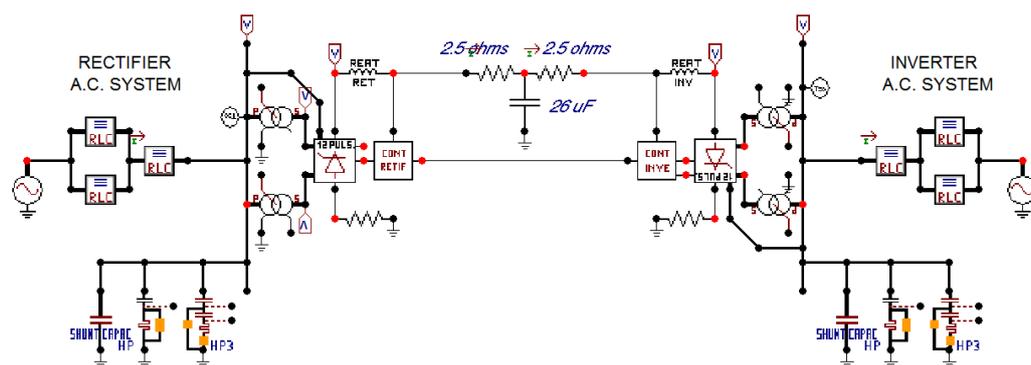
El sistema corresponde a una configuración monopolar y su diagrama unifilar se presenta en la Figura 5.1a mientras que su implementación en ATPDraw se muestra en la Figura 5.1b. A grandes rasgos, se compone de dos redes de alterna conectadas a través de un vínculo de continua de potencia nominal de 1000 MW. El pasaje de alterna a continua se produce mediante dos convertidores conmutados por la red de 12 pulsos, uno operando como rectificador y otro como inversor. La conexión de la red de alterna a los convertidores se efectúa mediante transformadores de tres devanados que permiten, mediante un conexionado adecuado, tener dos sistemas trifásicos desfasados 30° . Adicionalmente, en las barras de alterna se conectan filtros para la eliminación de armónicos.

En las próximas secciones se describirán en mayor detalle cada elemento del modelo.

Capítulo 5. Modelado en ATPDraw



(a) Diagrama unifilar del sistema HVDC utilizado.



(b) Diagrama unifilar del sistema HVDC utilizado en ATPDraw.

Figura 5.1: Diagrama unifilar del sistema HVDC estudiado.

5.1.1. Redes AC

Las redes de alterna adyacentes están representadas por su equivalente Thevenin, es decir una fuente de voltaje trifásica ideal en serie con la impedancia vista desde ese punto. El circuito de la red de alterna denominada 1, correspondiente al convertidor operando como rectificador, se muestra en la Figura 5.2, mientras que el circuito que modela la red de alterna denominada 2, conectada al convertidor operando como inversor, se muestra en la Figura 5.3. Los valores de los elementos de los circuitos se detallan en la Tabla 5.1. En este modelo ambas redes son de frecuencia 50 Hz.

La razón por la cual las redes se modelan de esa forma es para representar correctamente su comportamiento para algunas frecuencias de interés, en particular armónicos bajos. El modelo se elaboró de tal forma que el conjunto de la red con los filtros y el capacitor tuvieran una frecuencia de resonancia en el armónico 2 [29] para poder evaluar escenarios exigentes, por ejemplo los relacionados a la saturación de los transformadores convertidores. Esta resonancia fue verificada mediante el uso de la herramienta Frequency Scan disponible en ATPDraw.

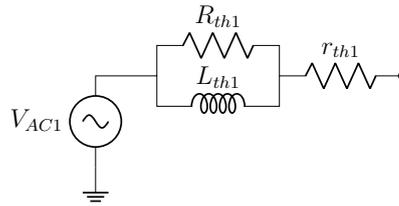


Figura 5.2: Equivalente Thevenin de la red de alterna denominada 1, correspondiente al convertidor operando como rectificador.

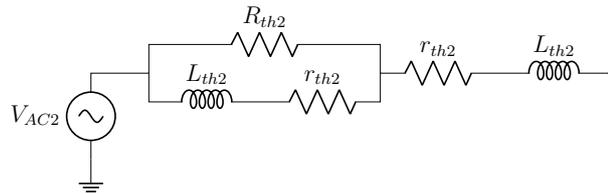


Figura 5.3: Equivalente Thevenin de la red de alterna denominada 1, correspondiente al convertidor operando como rectificador.

Valores para la red AC 1				
U_{AC1} (kV)	f_1 (Hz)	R_{th1} (Ω)	L_{th1} (mH)	r_{th1} (Ω)
345	50	2160,6	151,0	3,7
Valores para la red AC 2				
U_{AC2} (kV)	f_2 (Hz)	R_{th2} (Ω)	L_{th2} (mH)	r_{th2} (Ω)
230	50	24,81	36,5	0,74

Tabla 5.1: Valores del equivalente Thevenin de las redes de alterna. El valor de tensión corresponde al valor eficaz nominal de la tensión compuesta.

Conociendo los valores de los elementos del equivalente Thevenin y aceptando el cálculo propuesto por [1] expuesto en el Capítulo 3, se obtienen los SCR de ambas redes:

$$SCR_1 = 2,5$$

$$SCR_2 = 2,5$$

Dados los valores resultantes se concluye que ambas redes del modelo pueden considerarse débiles.

5.1.2. Transformadores

Cada convertidor se conecta a la red de alterna mediante dos transformadores de dos devanados; sus secundarios están conectados uno en estrella y el otro en triángulo con el fin de efectuar la conexión de 12 pulsos. Si bien los cuatro transformadores tienen una tensión nominal secundaria de 211.42 kV, los correspondientes al rectificador se utilizan con una tensión de 1.01 p.u. y los correspondientes al inversor con una tensión de 0.989 p.u. [31]. El modelo de ATPDraw de transformador utilizado es el SATTRAFO que tiene la posibilidad de incluir una curva de saturación del núcleo.

5.1.3. Filtros y compensación fija de reactiva

Tal como se describió en el Capítulo 2, los sistemas HVDC son consumidores de potencia reactiva y generadores de corrientes armónicas. Es por ello que la instalación de filtros y compensación fija de reactiva se vuelve necesaria. El sistema simulado posee en ambos extremos dos filtros pasa altos y un banco de capacitores. Los circuitos presentados en las Figuras 5.4 y 5.5 corresponden a un filtro pasa altos y uno similar al tipo C respectivamente. Los valores de cada componente se exponen en las Tablas 5.2, 5.3, 5.4 y 5.5. Por otra parte, el valor de capacitancia equivalente del banco de capacitores y su potencia reactiva nominal se presentan en la Tabla 5.6 para las dos redes. Por último, a modo de ejemplo, en la Figura 5.6 se muestran las respuestas en frecuencia de la impedancia de los filtros de la red AC1; se puede observar que el filtro pasa altos tiene una baja impedancia a partir del armónico 11, mientras que para el tipo C esto ocurre para un armónico cercano al 4.

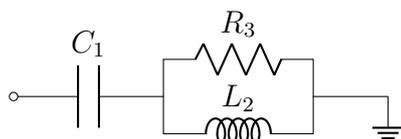


Figura 5.4: Filtro AC pasa altos.

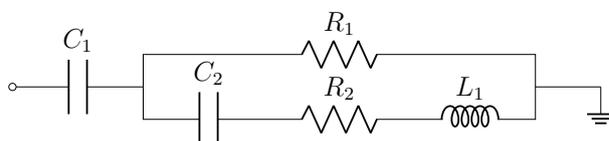


Figura 5.5: Filtro AC tipo C.

C_1	C_2	R_1	R_2	L_1
6,685 μF	74,28 μF	261,87 Ω	29,76 Ω	136,4 mH

Tabla 5.2: Valores de los elementos que conforman el filtro tipo C de la red AC 1.

5.1. Sistema HVDC

C_1	R_3	L_2
$6,685 \mu F$	$83,32 \Omega$	$13,6 mH$

Tabla 5.3: Valores de los elementos que conforman el filtro pasa altos de la red AC 1.

C_1	C_2	R_1	R_2	L_1
$15,04 \mu F$	$167,2 \mu F$	$116,38 \Omega$	$13,23 \Omega$	$60,6 mH$

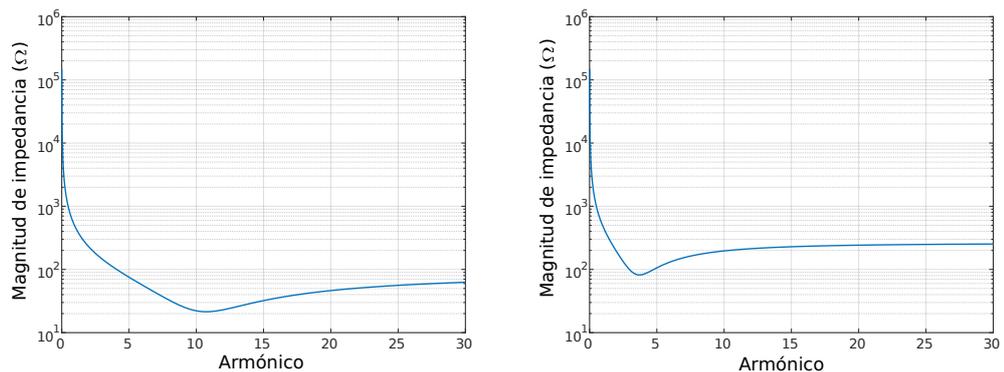
Tabla 5.4: Valores de los elementos que conforman el filtro tipo C de la red AC 2.

C_1	R_3	L_2
$15,04 \mu F$	$37,03 \Omega$	$6,1 mH$

Tabla 5.5: Valores de los elementos que conforman el filtro pasa altos de la red AC 2.

Valores para la red AC 1		
$C (\mu F)$	$U_n (kV)$	$Q_C (Mvar)$
3,342	345	125
Valores para la red AC 2		
$C (\mu F)$	$U_n (kV)$	$Q_C (Mvar)$
7,522	230	125

Tabla 5.6: Compensación de reactiva capacitiva fija.



(a) Respuesta en frecuencia de la impedancia del filtro pasa altos de la red AC 1. (b) Respuesta en frecuencia de la impedancia del filtro tipo C de la red AC 1.

Figura 5.6: Respuesta en frecuencia de las impedancias de los filtros de la red AC 1.

5.1.4. Convertidores AC-DC

La conversión AC-DC se efectúa mediante un puente de tiristores de 12 pulsos; el programa posee un modelo de tiristor al cual además se le agrega un circuito de ayuda al apagado (*snubber*) compuesto por una resistencia en serie con un capacitor. Las señales de disparo a los *gates* de los tiristores provienen de un mismo PLL implementado en el lenguaje TACS [28]. A la salida del puente, a su vez, se conecta una inductancia de alisamiento de valor 596.8 mH. Se puede apreciar la configuración del convertidor en la Figura 5.7, resultado de desagrupar el bloque del modelo original de la Figura 5.1b.

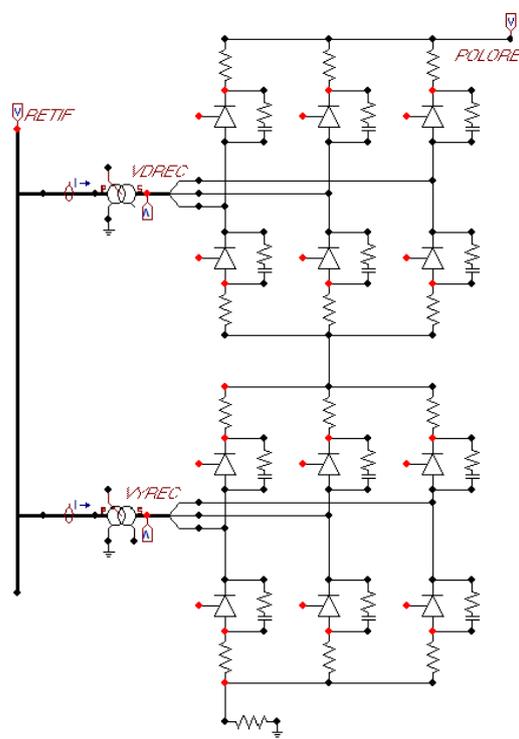


Figura 5.7: Convertidor operando como rectificador en ATPDraw.

5.1.5. Bus de continua

El bus de continua está modelado como un circuito en “T” compuesto por un condensador y dos resistencias. Se explicita el circuito en la Figura 5.1a y los valores de los componentes se presentan en la Tabla 5.7.

Los valores de los componentes corresponden a los que tendría un cable de alta tensión de aproximadamente 100 km [7].

Este vínculo de continua tiene como valores nominales de tensión y corriente 500 kV y 2 kA respectivamente, pudiendo transmitir una potencia de 1000 MW.

C_{DC}	R_{DC}	L_{DC}
$26 \mu F$	$2,5 \Omega$	596.8 mH

Tabla 5.7: Valores de los componentes del bus de continua junto con la inductancia de alisamiento del convertidor.

La impedancia vista del bus de continua junto con las inductancias de alisamiento presenta un máximo en 40 Hz y un mínimo en 56.5 Hz. Estas características tienen el propósito de evaluar determinados escenarios exigentes [7].

5.1.6. Sistema de control

El sistema de control está compuesto por dos bloques implementados en el lenguaje MODELS de ATP [28], uno para el rectificador y otro para el inversor. A partir de las medidas de las magnitudes de tensión y corriente DC y de las consignas de control, estos bloques determinan los ángulos de disparo para ambos convertidores, los cuales son entradas en los bloques que ejecutan los disparos. Estos últimos, por su parte, están implementados en TACS. Un diagrama de bloques genérico del sistema de control se muestra en la Figura 5.8.

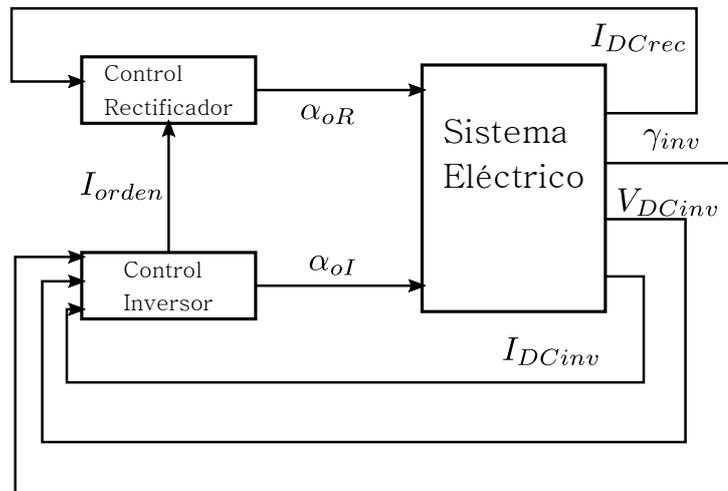


Figura 5.8: Diagrama de bloques del control del sistema HVDC.

Control del rectificador

El control del convertidor operando como rectificador tiene como única función la regulación de la corriente continua, manteniéndola en un valor consigna I_{orden} . Las entradas a este bloque son las medidas de tensión y corriente DC, y la consigna de corriente provista por el inversor; su salida es el ángulo de disparo α_{oR} , el cual está limitado a un rango de $[5^\circ, 150^\circ]$. En la Figura 5.9 se muestra el diagrama de bloques de este controlador. Se puede observar que la corriente medida es filtrada por un primer bloque para luego ser comparada con la corriente de referencia I_{orden} ;

Capítulo 5. Modelado en ATPDraw

el error de corriente alimenta un regulador proporcional-integral para producir el ángulo β y luego el ángulo de disparo objetivo.

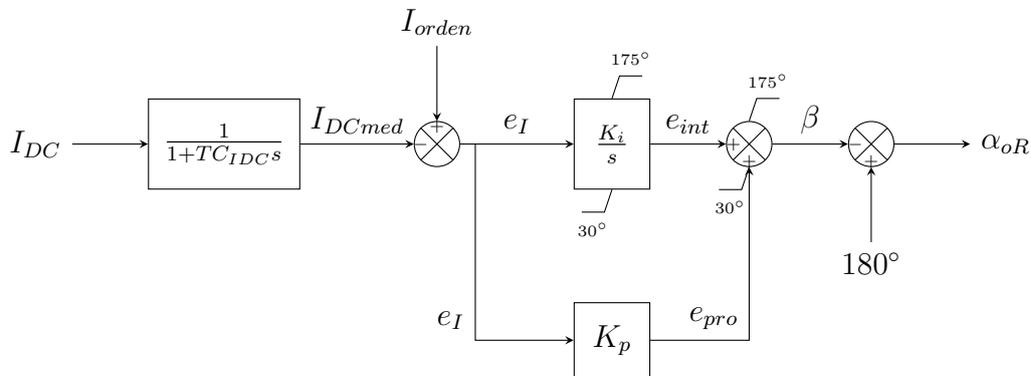


Figura 5.9: Diagrama de bloques del control del rectificador implementado en ATPDraw.

Control del inversor

El control del inversor es más complejo que el del rectificador. Una primera etapa consiste en la determinación de la consigna de corriente I_{orden} mediante la implementación de la función *VDCOL*. El resultado del código de MODELS correspondiente se puede resumir en la Figura 5.10 en la cual se grafica la consigna de corriente en función de la tensión DC medida; se puede observar que cuando la tensión disminuye por debajo de 0.9 p.u. la corriente disminuye linealmente hasta una tensión de 0.4 p.u., a partir del cual se mantiene en un valor constante. El valor I_{ordep} es un parámetro ingresado por el usuario y por defecto tiene un valor de 1.0 p.u.. La corriente resultante I_{orden} es un parámetro de entrada para el control del rectificador y para el resto de los lazos de control del inversor.

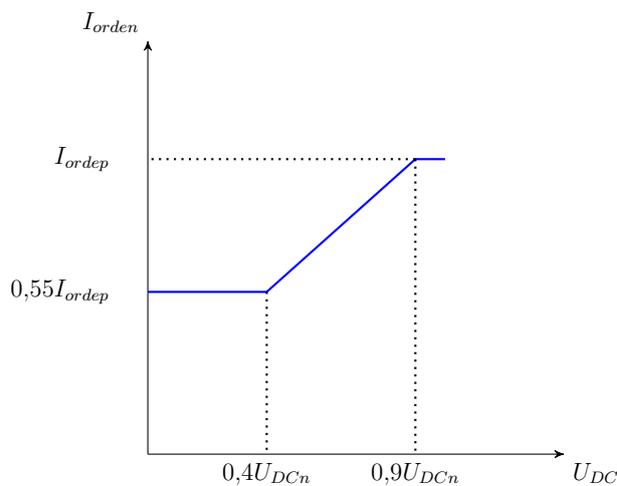


Figura 5.10: Resultado de la implementación de la función *VDCOL* en el control del inversor.

5.1. Sistema HVDC

Por otra parte, el inversor tiene dos lazos de control, uno que controla la corriente en un valor $I_{orden} - \Delta I$ ($\Delta I = 0,1 p.u.$), y otro que controla el margen de conmutación en su valor mínimo $\gamma_{min} = 15^\circ$. Ambos lazos se pueden visualizar en la Figura 5.11; cada uno produce como resultado un ángulo β de los cuales se elige el máximo (α mínimo) para determinar el ángulo de disparo α_{oI} . Se puede observar que el error de corriente $I_{orden} - I_{DCmed}$ también es entrada del lazo de control de γ , aumentándolo cuando este error es positivo, colaborando de esta manera a la regulación de corriente cuando, por ejemplo, el rectificador experimenta una caída de tensión.

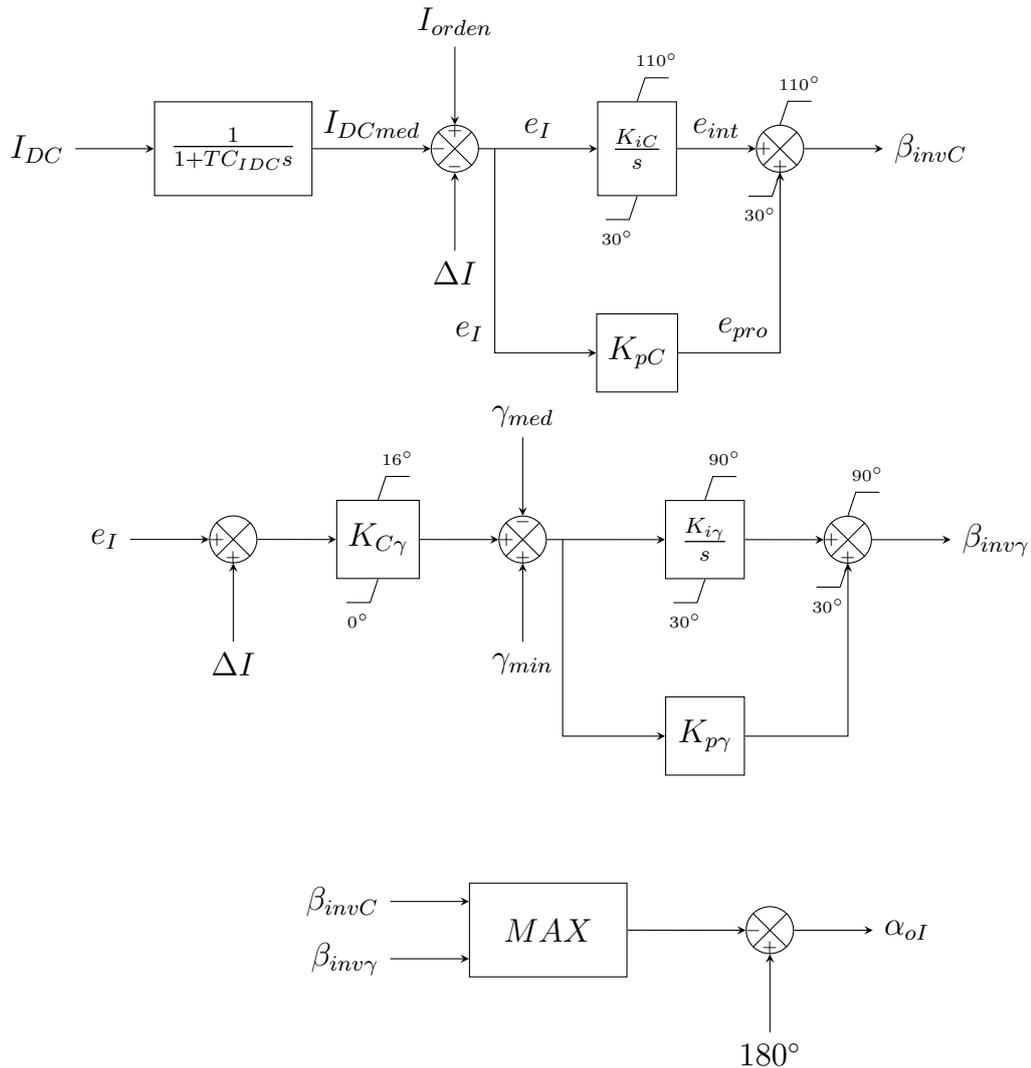


Figura 5.11: Diagrama de bloques del control del inversor implementado en ATPDraw.

Una vez visualizados los diagramas de bloques de los controles de los convertidores en ATPDraw, es interesante relacionarlos con las características estáticas de tensión - corriente descritas en el Capítulo 2; en la Figura 5.12 se muestra la

última característica analizada (sin límites de operación) en el capítulo antedicho.

1. En una situación de operación normal, la corriente es controlada por el rectificador (recta $A - B'$); $I_{orden} - I_{DCmed}$ es cero por lo que:
 - el control de γ del inversor producirá un $\alpha_{inv\gamma}$ que mantenga el margen de conmutación en su valor mínimo
 - el control de corriente del inversor producirá un α_{invC} más grande para reducir el margen de conmutación y reducir así la corriente

entonces el inversor controla su margen de conmutación en γ_{min} manteniéndose en la recta $OP - D$. El punto de operación es por tanto OP .
2. Cuando algún evento externo (por ejemplo la caída de tensión del rectificador) resulta en una reducción de la corriente y el control del rectificador satura en su $\alpha_{min} = 5^\circ$, el control de γ del inversor detecta una reducción de corriente y aumenta el valor de γ reduciendo $\alpha_{inv\gamma}$. Este control corresponde a la recta $OP - C'$.
3. Eventualmente, el control de γ satura (punto C') y el control de corriente del inversor es el que impone un ángulo de disparo menor (recta $C' - C''$). En esta recta el inversor controla la corriente y el rectificador se mantiene en su ángulo de disparo mínimo.
4. Las rectas $C'' - D'$ y $B' - B''$ son el resultado del VDCOL.

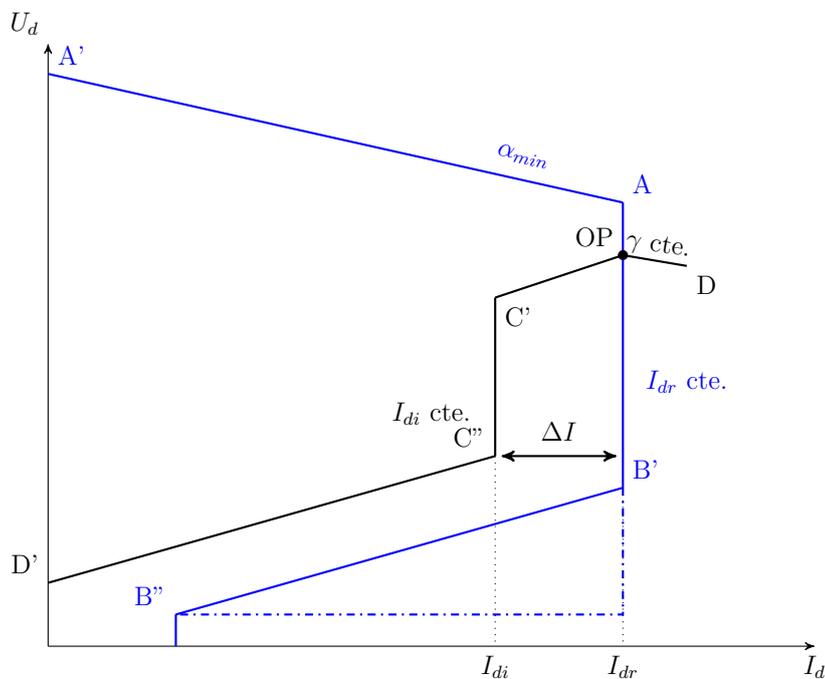


Figura 5.12: Característica tensión - corriente del control del convertidor.

Phase Locked Loop

La sincronización con la red y los disparos a los tiristores de cada convertidor se efectúan mediante un código en TACS. Éste recibe como entrada el ángulo de disparo del convertidor correspondiente y las tensiones AC, y tiene como salida los pulsos de disparo de los doce tiristores. Internamente, obtiene la frecuencia del sistema mediante la aplicación de la Transformada de Clark y genera una rampa con pendiente igual a esa frecuencia, la cual es utilizada para construir seis señales sinusoidales, una por cada fase del sistema hexafásico. Estas señales están desfasadas del sistema original un ángulo igual a α , de forma tal que sus instantes de conmutación natural (definidos como en el Capítulo 2) corresponden a los instantes de disparo de las tensiones reales. Detectando estos instantes es que se producen los disparos.

5.1.7. Inicialización

Para la inicialización del sistema HVDC se incluyen fuentes ficticias que están presentes en los primeros instantes de la simulación. Éstas son:

- Fuentes de tensión en las barras AC. Se desconectan a los 20 ms.
- En el bus de continua se conecta una fuente de tensión de 500 kV, que se desconecta al comienzo de la simulación, y una fuente de corriente de -2 kA que se desconecta a los 15 ms; estas fuentes imponen los valores nominales al comienzo de la simulación. El bus de continua empieza conectado al rectificador pero no al inversor dado que el ATP no puede resolver en régimen una red que tenga conectadas fuentes de tensión de frecuencia distinta.
- El inversor se conecta al resto del sistema a los 10 ms, antes de los cuales tiene conectado en su terminal una fuente de corriente tipo rampa con valor final 2 kA.

5.2. Compensador síncrono

ATPDraw ofrece dos modelos para máquinas síncronas, el SM58 y el SM59. Se decidió usar el tipo SM58 debido a su mejor estabilidad numérica respecto al tipo SM59. En el modelo elegido la parte eléctrica de la máquina se modela con coordenadas de fase y la parte mecánica mediante la ecuación de Newton para masas rotantes.

Los datos utilizados corresponden a una máquina real de marca Siemens de potencia nominal 115 MVA. Los atributos de la máquina que se ingresaron en el modelo se presentan en la Tabla 5.8. A su vez, también se ingresaron los datos de corriente de campo, considerando la saturación del núcleo, y de la inercia.

Parámetro	Valor
f (Hz)	50
S (MVA)	115
U_n (kV)	13,8
$Polos$	2
R_a (p.u.)	0,0008
X_d (p.u.)	1,62
X_q (p.u.)	1,54
X_l (p.u.)	0,101
X'_d (p.u.)	0,192
X'_q (p.u.)	0,351
X''_d (p.u.)	0,131
X''_q (p.u.)	0,144
T'_d (s)	0,89
T'_q (s)	0,447
T''_d (s)	0,029
T''_q (s)	0,071
X_0 (p.u.)	0,067
R_N (p.u.)	0
X_N (p.u.)	0
X_{CAN} (p.u.)	0,101
J (kgm ²)	3434

Tabla 5.8: Atributos de la máquina síncrona ingresados al modelo SM58.

El control de la excitación de la máquina se realizó externamente y corresponde a un sistema similar al DC1C según la referencia [34] cuyo diagrama de bloques se presenta en la Figura 5.13. Éste se implementa como un bloque de MODELS cuyo código se presenta en el apéndice B. El bloque de control tiene como entrada una muestra de la tensión que debe controlar, la cual compara con un valor de referencia, el valor de la salida corresponde a la tensión de excitación en p.u..

5.2. Compensador síncrono

Asimismo, se implementó un bloque MODELS para indicar la potencia activa de salida del generador; como este funciona como compensador síncrono, se impone que la potencia sea nula.

El esquema resultante se visualiza en la Figura 5.14.

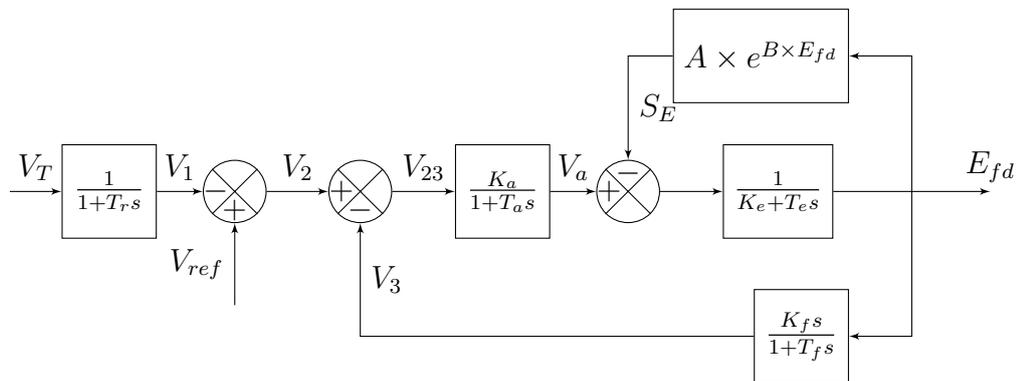


Figura 5.13: Diagrama de bloques del sistema de control de excitación.

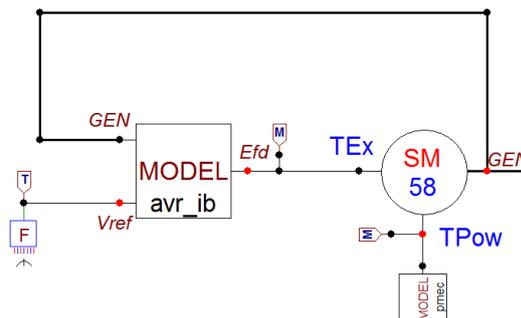


Figura 5.14: Esquemático de ATPDraw de una máquina síncrona con un sistema de control de excitación implementado sólo con MODELS.

5.3. SVC

El modelo de compensador estático utilizado en las simulaciones está compuesto por un TCR y un TSC comandados por un sistema de control que regula la tensión en el punto de conexión. La potencia nominal del TCR es de 172.54 Mvar y la del TSC de 46.7 Mvar. La Figura 5.15 muestra el SVC y en ella se pueden distinguir varios bloques cuya función se detalla a continuación.

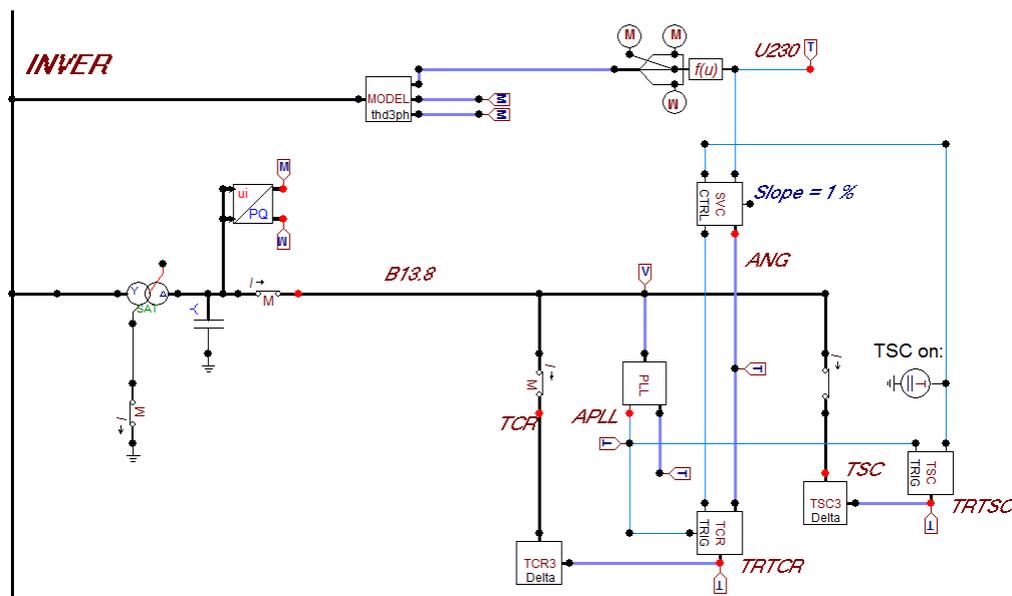


Figura 5.15: Modelo en ATPDraw de un compensador estático.

- El bloque `MODEL thd3ph` conectado a la barra del inversor tiene la función de medir los valores eficaces de las tres tensiones de fase; luego se promedian y se calcula un valor representativo de la tensión eficaz compuesta. Esta tensión será la que se regulará.
- Este valor de tensión medida es entrada al bloque de control `SVC ctrl`, el cual se encarga de calcular la admittance necesaria del TCR y el correspondiente ángulo de disparo (señalizado como `ANG` en el diagrama) de los tiristores del TCR. El control tiene en cuenta el estatismo (pendiente de la característica de operación tensión-corriente) deseado, el cual se incluye como parte de los datos de entrada.
- El *phase locked loop*, encargado de la sincronización con la red, está implementado en el bloque `PLL`. Éste produce una señal `APLL` tipo diente de sierra con un período igual al de la red, y su amplitud pico a pico es de 360° .
- Las señales `APLL` y `ANG` son entradas al bloque `TCR TRIG` el cual, a grandes rasgos, las compara y emite el pulso de disparo para los tiristores del TCR.

5.3. SVC

- El TCR propiamente dicho está implementado en el bloque TCR *delta*, el cual está compuesto por tres inductancias, una por fase, de valor $L = 10.54$ mH, conectadas en triángulo. Los tiristores en antiparalelo están modelados como una llave de ATP utilizada para representar triacs con un *snubber* asociado.
- Por otra parte, el TSC *delta* está compuesto por tres capacitores de valor $C = 260.24$ μ F conectados en triángulo. Su bloque de disparo TSC TRIG sólo provee señales de encendido y apagado según un tiempo programado, no se tienen en cuenta las precauciones señaladas en la sección 4.2.1; en las simulaciones ejecutadas el TSC está siempre encendido.
- El SVC tiene una tensión nominal de 13.8 kV por lo que se conecta a la barra del inversor a través de un transformador 230/13.8 kV. El transformador es de un secundario único, dado que el SVC está modelado con un esquema de puente de 6 pulsos.

5.4. STATCOM

El modelo de STATCOM utilizado se puede observar en la Figura 5.16. Al igual que en el SVC se pueden identificar varios bloques.

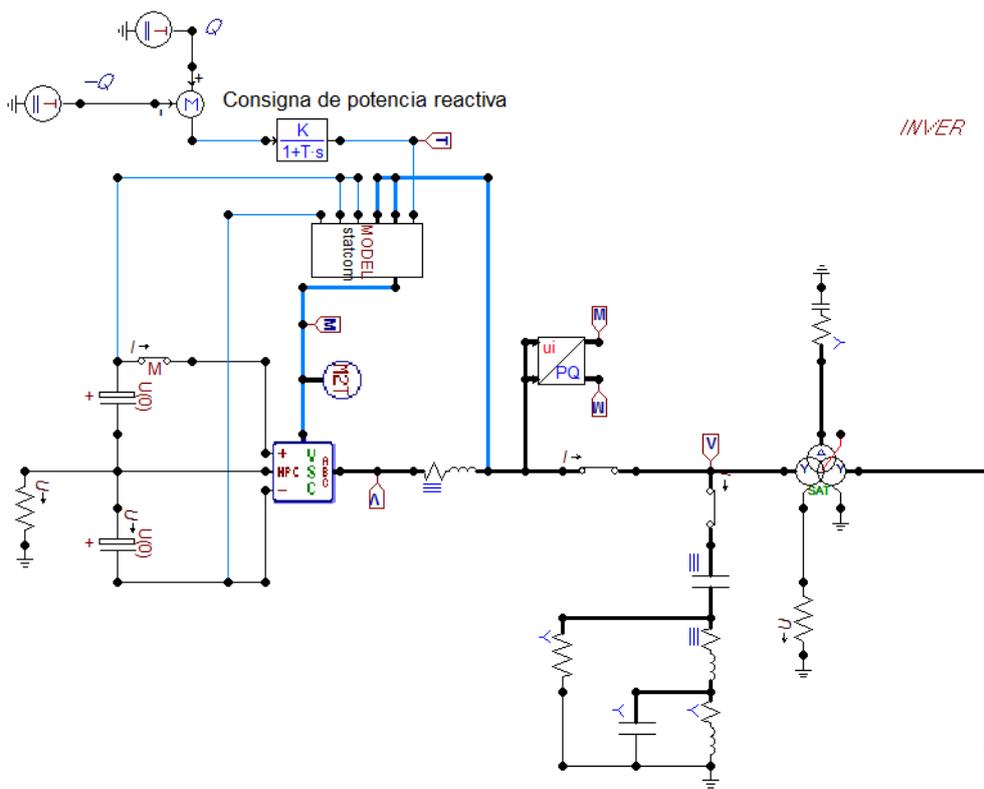


Figura 5.16: Modelo en ATPDraw de un compensador síncrono estático.

- El convertidor es el bloque VSC y tiene una topología del tipo NPC de tres niveles, donde en cada nivel se efectúa un PWM sinusoidal con una frecuencia portadora de 1050 Hz (armónico 21). El lado de continua está modelado como dos capacitores de $2500 \mu\text{F}$ cargados a una tensión de 75 kV. Al bloque VSC también entra un valor de tensión de referencia provisto por el bloque de control.
- El bloque de control es el identificado como `MODEL statcom` y está implementado en el lenguaje MODELS. Éste toma como entrada una consigna de potencia reactiva para poder generar la referencia de tensión, así como las medidas de tensiones y corrientes DC y AC. Sin embargo, no existe un lazo cerrado de control de tensión como sería lo deseable para este trabajo, en la Sección 6.4 se explica qué criterios se tomaron para solventar este problema. En este bloque también se efectúa la sincronización con la red.
- El sistema también posee un filtro para corrientes armónicas de orden superior a la frecuencia del PWM.

Capítulo 6

Simulaciones en ATPDraw

En este capítulo se presentan las distintas simulaciones ejecutadas en ATP-Draw con el fin de estudiar el comportamiento de un sistema HVDC en distintas situaciones en las que el SCR de los sistemas AC es relevante. En primer lugar, se expone el resultado del funcionamiento en régimen de operación normal del sistema HVDC; luego, se ejecutaron simulaciones que representan los eventos de interés, un cambio en el SCR del sistema AC del inversor y la maniobra de un equipo de compensación. Por último, se efectuaron simulaciones del sistema con el agregado de los distintos equipos de compensación de reactiva estudiados, con el objetivo de evaluar si estos contribuyen a recuperar el buen funcionamiento del sistema ante los eventos planteados. En general, salvo que se mencione explícitamente, se simuló durante 1 s con un paso de tiempo de $2,5 \times 10^{-5}$ s.

6.1. Sistema HVDC sin compensación rápida de reactiva

6.1.1. Régimen de operación normal

Simulando en régimen permanente, sin perturbaciones, se obtuvieron las magnitudes características del sistema HVDC operando normalmente. En la Figura 6.1 se aprecian la tensión y corriente en el bus de continua, teniendo la primera un valor medio aproximado de 500 kV y la segunda de 1 p.u. (2 kA).

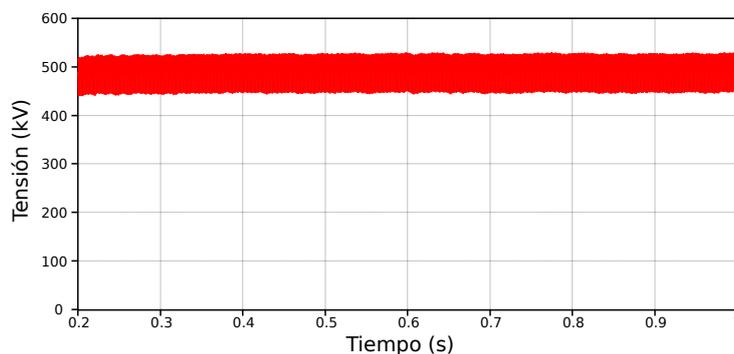
En la Figura 6.2 se muestran en detalle las tensiones de continua del lado del rectificador y del inversor; estas formas de onda se asemejan a las típicas de los convertidores de doce pulsos, teniendo una frecuencia de 600 Hz y pudiéndose visualizar el período de conmutación. A su vez, en la Figura 6.3 se presenta un detalle de la corriente de continua, que oscila respecto a su valor nominal en un rango de 0,02 p.u.. Se puede observar en el andamio de la corriente que existe una frecuencia superpuesta de aproximadamente 60 Hz que, en principio, se puede relacionar al mínimo de la impedancia vista del bus de continua y las inductancias de alisamiento mencionado en la sección correspondiente.

Capítulo 6. Simulaciones en ATPDraw

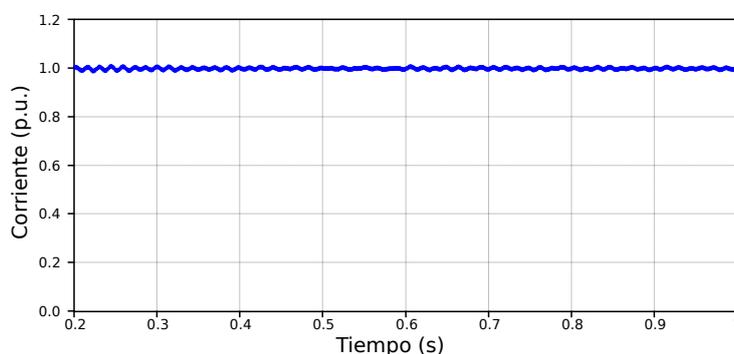
Por otra parte, se presenta en la Figura 6.4 la corriente de alterna de entrada a los transformadores del convertidor rectificador, así como su espectro. Este último muestra que los armónicos no nulos son los característicos de un convertidor de doce pulsos; su distorsión armónica es de 4,72 %. No obstante, la corriente de entrada a la estación es prácticamente sinusoidal debido a la acción de los filtros.

El intercambio de potencia del inversor con la red AC se puede determinar de las Figuras 6.5. En 6.5a se representa la potencia activa que el inversor entrega, la cual es cerca de 940 MW, un poco por debajo de la potencia nominal. A su vez, en 6.5b se muestra la reactiva que consume el convertidor así como la que entrega a la red; la primera tiene un valor de 549.8 Mvar, negativa en convención generador, y la segunda tiene un valor de 75.11 Mvar positiva. De lo anterior se deduce que el consumo de potencia reactiva del convertidor es suministrado por el banco de capacitores y los filtros, que además tienen un remanente que entregan a la red AC.

Por último, en la Tabla 6.1 se exponen los ángulos de disparo de los convertidores así como el margen de conmutación del inversor. De estos valores se puede deducir que el ángulo de conmutación para el inversor es de aproximadamente 23.2° , obteniendo así que durante un período de la onda de tensión DC, 30° , la mayor parte del tiempo se está produciendo una conmutación.



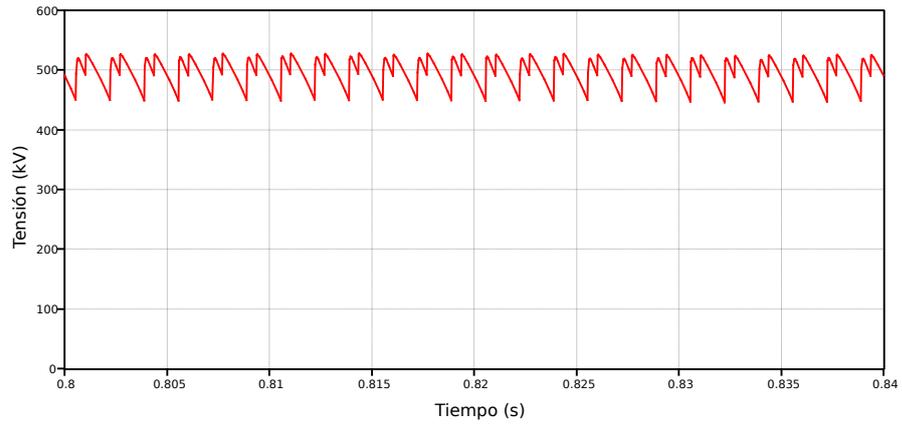
(a) Tensión del bus de continua.



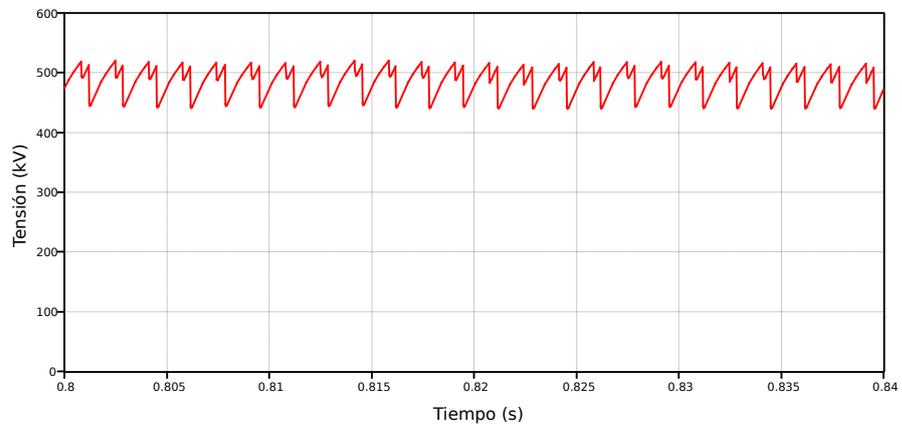
(b) Corriente en el bus de continua.

Figura 6.1: Tensión y corriente DC cuando el sistema opera en régimen normal.

6.1. Sistema HVDC sin compensación rápida de reactiva



(a) Tensión de continua a la salida del rectificador.



(b) Tensión de continua a la salida del inversor.

Figura 6.2: Tensión de continua en régimen de operación normal.

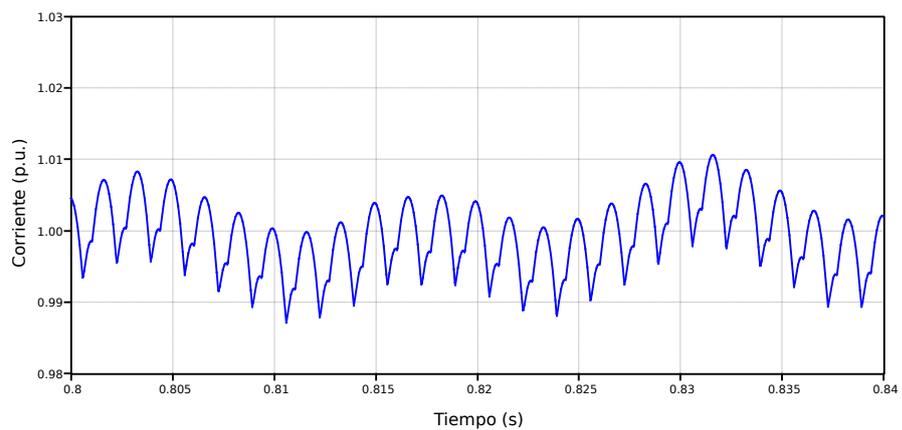
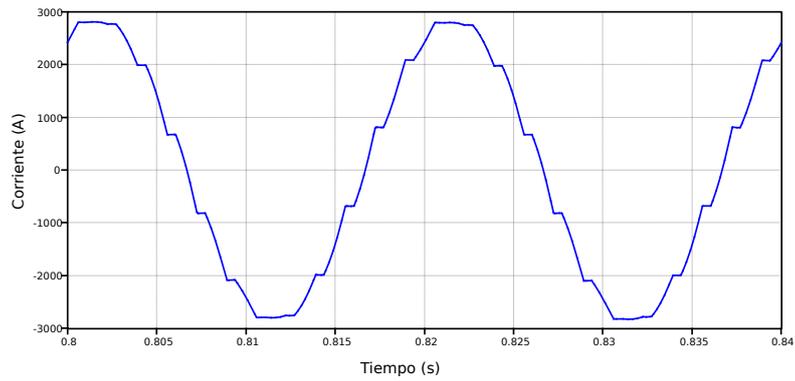
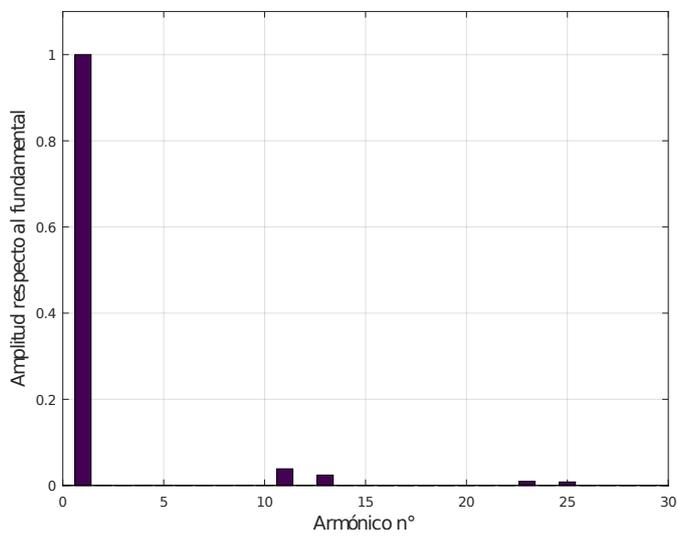


Figura 6.3: Corriente de continua en régimen de operación normal.

Capítulo 6. Simulaciones en ATPDraw



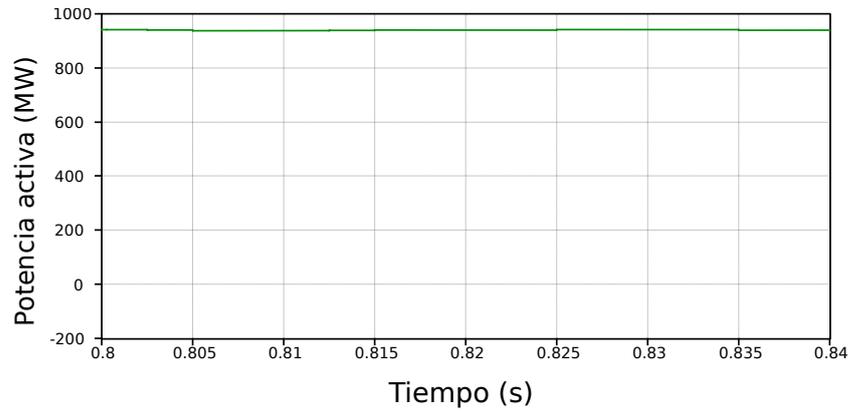
(a) Corriente a la entrada del rectificador.



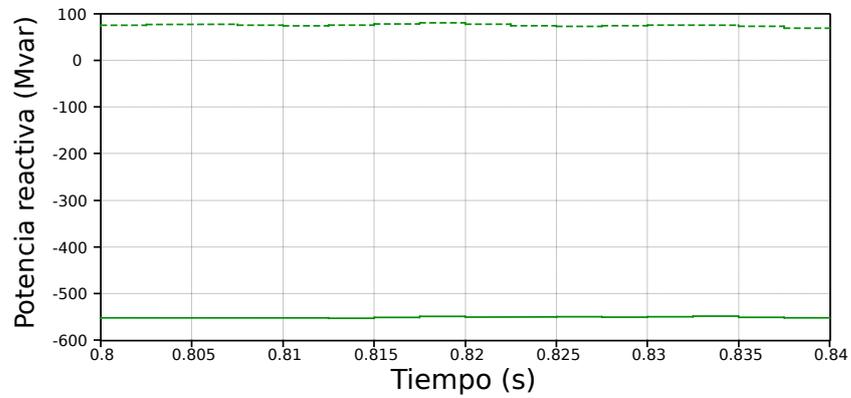
(b) Espectro de la corriente a la entrada del rectificador.

Figura 6.4: Corriente de alterna a la entrada del rectificador en régimen de operación normal.

6.1. Sistema HVDC sin compensación rápida de reactiva



(a) Potencia activa entregada por el inversor a la red AC.



(b) Potencia reactiva consumida por el inversor (trazo continuo) y potencia reactiva entregada a la red AC (trazo discontinuo).

Figura 6.5: Flujo de potencia del inversor con la red AC.

Parámetro	Valor
α_r	$18,3^\circ$
α_i	$140,8^\circ$
γ_i	16°

Tabla 6.1: Valores aproximados de los ángulos de disparo de los convertidores y del margen de conmutación del inversor en régimen de operación normal.

6.1.2. Cambios en el SCR

Con el objetivo de evaluar el efecto del cambio en SCR debido a un cambio de configuración de la red, se agregó una impedancia en serie con el equivalente Thévenin de la red del lado del inversor. El sistema empieza la simulación con su impedancia original y en cierto tiempo se agrega la impedancia en serie, simulando, por ejemplo, la salida de una línea del sistema AC. El valor de esta impedancia se aumentó sistemáticamente para visualizar los distintos efectos que se presentan. De esta manera, se simula el efecto del cambio del SCR, que originalmente tiene un valor de 2,5, en el tiempo 0,5 s.

La Tabla 6.2 resume observaciones de estas simulaciones. De ella se puede concluir que a partir de un SCR de 1,89 la actuación del sistema de control de los convertidores no es suficiente para recuperar al sistema y llevarlo a un punto de operación aceptable. A continuación, se expone la evolución de magnitudes relevantes del sistema para cuatro SCR's específicos que muestran diferencias sustanciales entre sí.

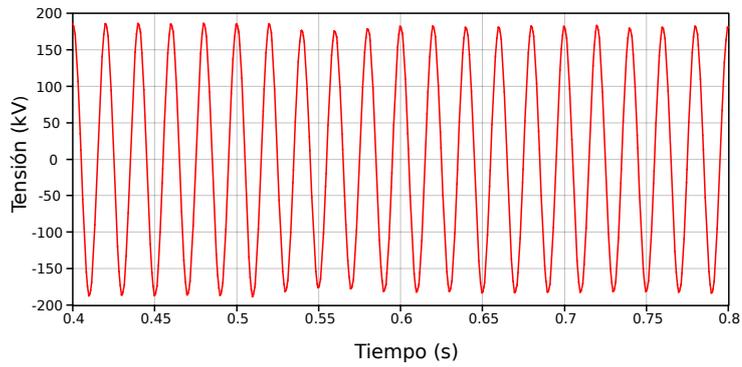
En la Figura 6.6 se muestra la evolución de las tensiones AC y DC del lado del inversor, de la corriente DC y del ángulo de disparo del rectificador, α_R , en el caso del pasaje a **SCR = 2,26**. Este cambio produce una leve disminución de la tensión del lado del inversor y, por tanto, un aumento de corriente; para contrarrestar este aumento, se observa cómo se incrementa el valor de α_R , a través del control de corriente del rectificador, para que la corriente vuelva a su valor nominal.

El caso del pasaje a un **SCR = 2,15**, mostrado en la Figura 6.7, se diferencia del anterior en que, al ser mayor la disminución de tensión, también actúa el control *VDCOL* implementado en el sistema de control del inversor; éste disminuye el valor de referencia de corriente, y luego lo aumenta en concomitancia con la tensión para volver a su valor nominal. De esta forma se evitan posibles fallas de conmutación. En la Figura 6.7c se muestra la evolución de la corriente DC así como su valor de referencia.

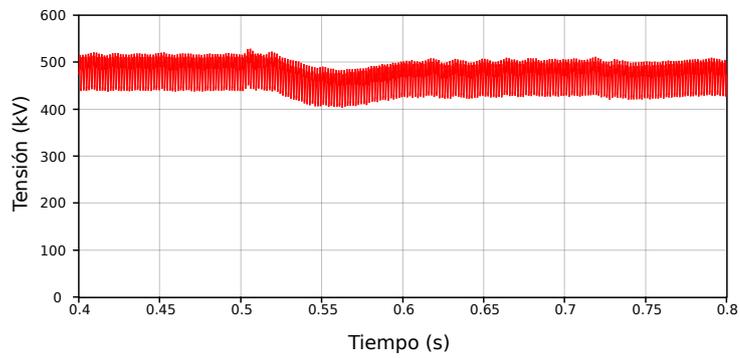
SCR	Control activado	Falla de conmutación	Vuelve a operación normal
2,37	Aumento de α_R	No	Sí
2,26	Aumento de α_R	No	Sí
2,15	Aumento de α_R , <i>VDCOL</i>	No	Sí
2,06	Aumento de α_R , <i>VDCOL</i>	Sí	Sí
1,97	Aumento de α_R , <i>VDCOL</i>	Sí	Sí
1,89	Aumento de α_R , <i>VDCOL</i>	Sí	No

Tabla 6.2: Efecto del cambio del SCR en la operación del Sistema HVDC.

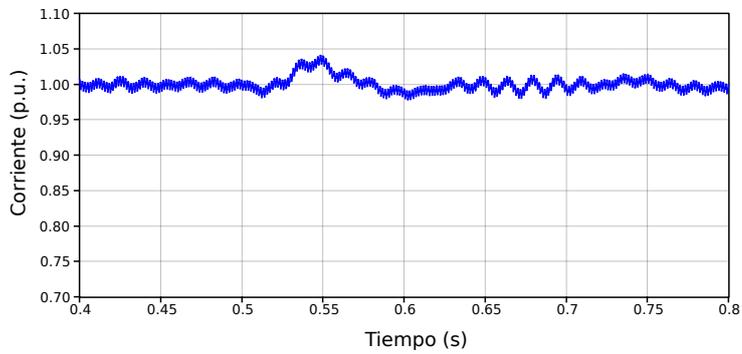
6.1. Sistema HVDC sin compensación rápida de reactiva



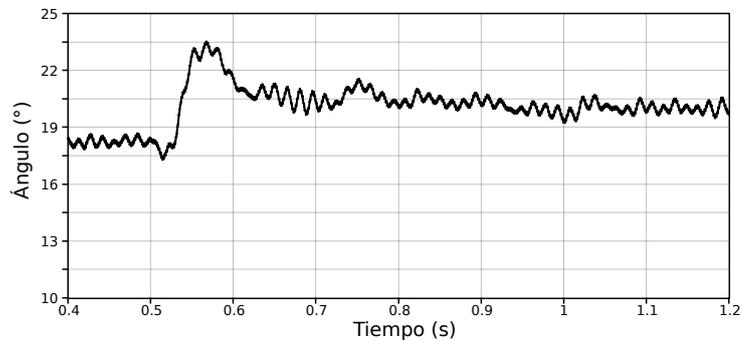
(a) Tensión AC en la barra del inversor.



(b) Tensión DC en el inversor.



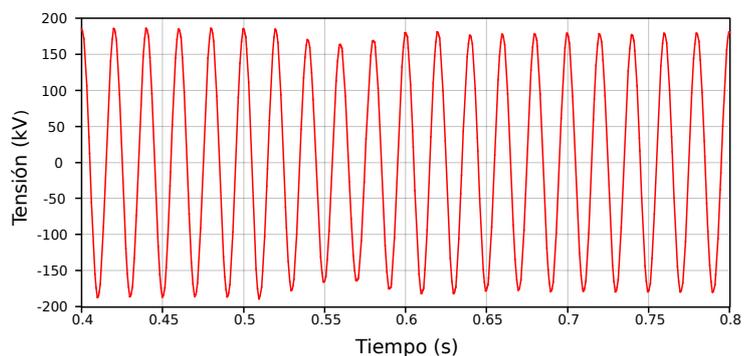
(c) Corriente DC.



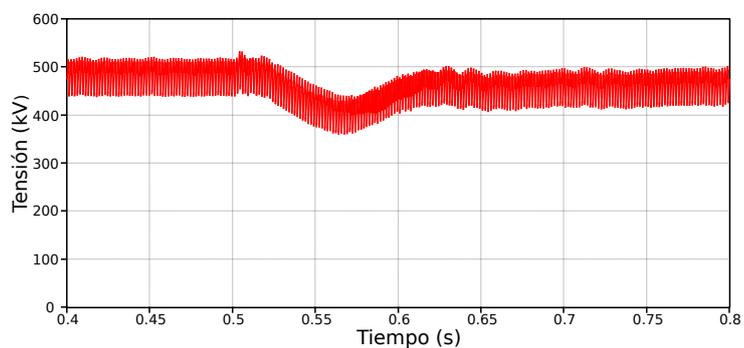
(d) Ángulo de disparo del rectificador.

Figura 6.6: Tensión AC en la barra del inversor, tensión DC del inversor, corriente DC, y ángulo de disparo del rectificador en el caso en que el SCR pasa de 2,5 a un valor de 2,26.

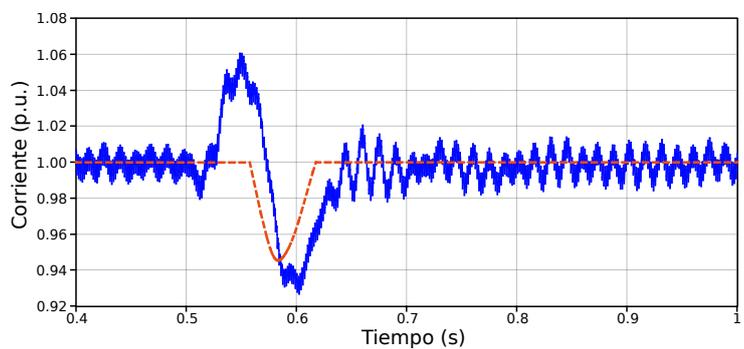
Capítulo 6. Simulaciones en ATPDraw



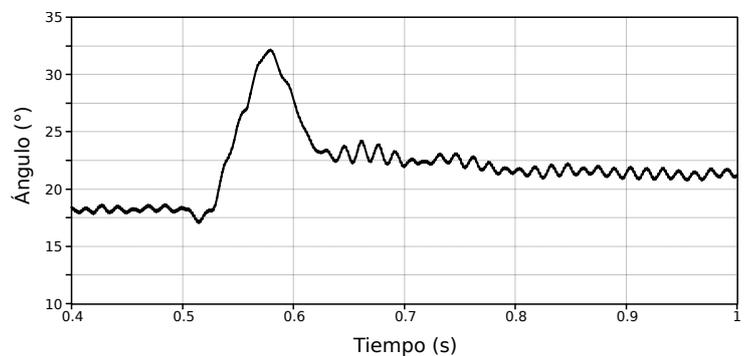
(a) Tensión AC en la barra del inversor.



(b) Tensión DC en el inversor.



(c) Corriente DC en azul, orden de corriente en naranja y trazo discontinuo.



(d) Ángulo de disparo del rectificador.

Figura 6.7: Tensión AC en la barra del inversor, tensión DC, corriente DC, orden de corriente y ángulo de disparo del rectificador en el caso en que el SCR pasa de 2,5 a un valor de 2,15.

6.1. Sistema HVDC sin compensación rápida de reactiva

En los casos anteriores la perturbación no tuvo efectos significativos en el sistema. No obstante, cuando se pasa a un $\text{SCR} = 2,06$ se produce una falla de conmutación, lo cual se puede ver en las Figuras 6.8, 6.9 y 6.10. En la primera se muestran las corrientes por tres tiristores de un mismo grupo de conmutación del inversor; se observa cómo, un ciclo luego del cambio del SCR, la conmutación del tiristor correspondiente al trazo rojo hacia el del trazo verde falla, y permanece conduciendo una corriente mayor a la nominal durante el tiempo que le correspondería al verde, al azul y nuevamente al rojo, logrando la conmutación cuando el $VDCOL$ actúa disminuyendo la referencia de corriente un ciclo después. Por otra parte, en la Figura 6.9 se muestran las magnitudes globales del sistema. La tensión AC (Figura 6.9a) disminuye en un principio para luego tener un incremento debido al exceso de reactiva de la compensación que no consume el convertidor. En la Figura 6.9b se expone el efecto en la tensión DC, que toma valores negativos; la corriente DC aumenta debido a la caída de tensión y luego disminuye gracias a la acción del incremento de α_R (ver Figura 6.10a) y del $VDCOL$, tal como se muestra en la Figura 6.9c; por último, en la Figura 6.10b se expone el margen de conmutación del inversor, el cual se hace cero durante la falla de conmutación. Frente a este cambio, la potencia activa entregada por el inversor a la red AC es afectada severamente llegando a anularse y a invertir su sentido brevemente, tal como se muestra en la Figura 6.9d.

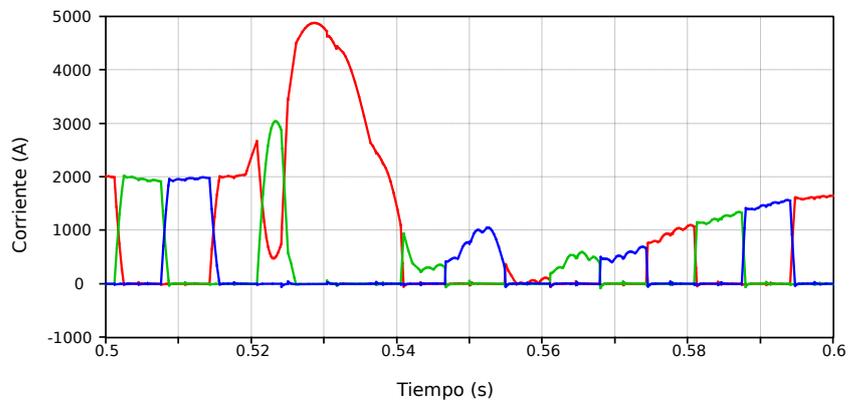
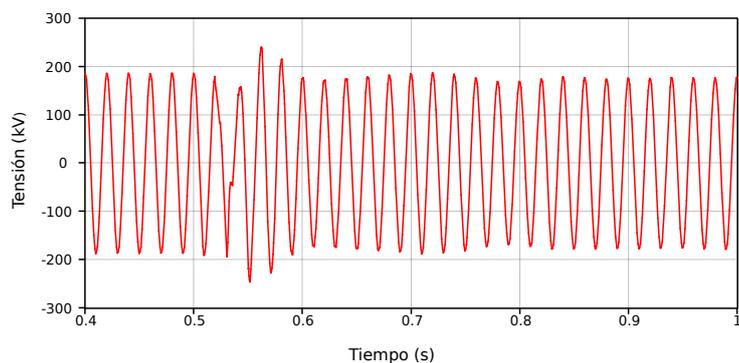
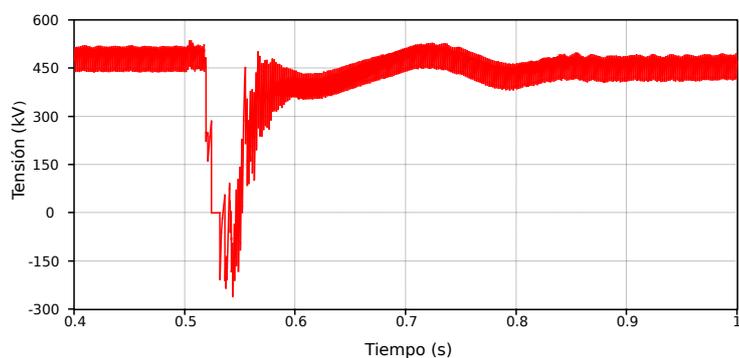


Figura 6.8: Corrientes por tres tiristores de un mismo grupo de conmutación cuando el SCR pasa a un valor de 2,06 y ocurre una falla de conmutación.

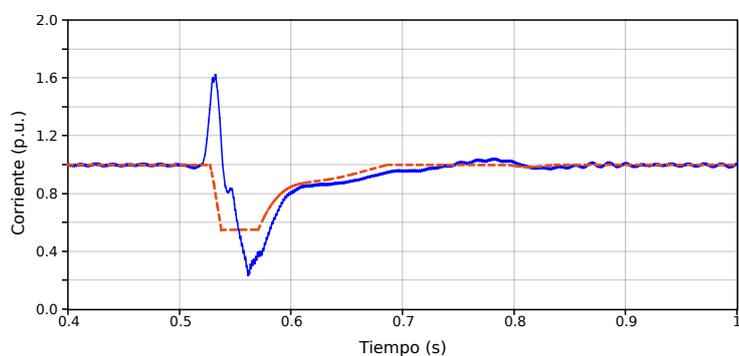
Capítulo 6. Simulaciones en ATPDraw



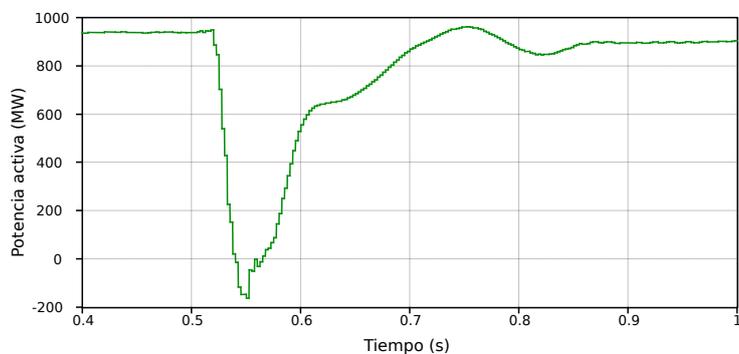
(a) Tensión AC en la barra del inversor.



(b) Tensión DC en el inversor.



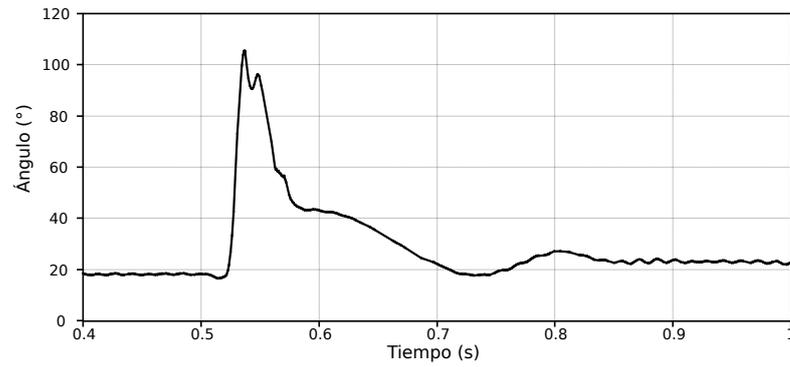
(c) Corriente DC en azul, orden de corriente en naranja y trazo discontinuo.



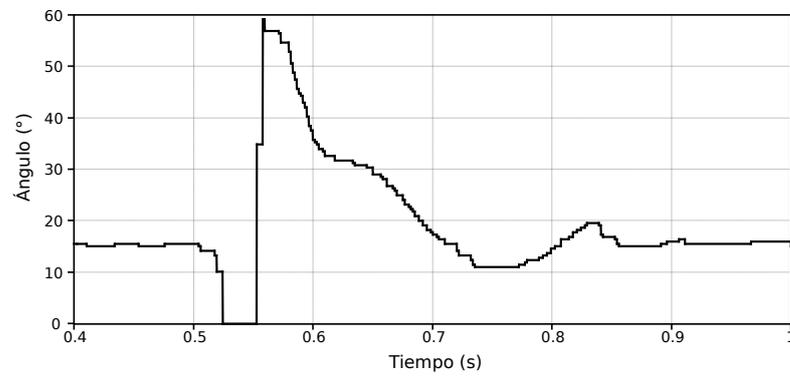
(d) Evolución de la potencia activa entregada por el inversor a la red en el caso de un pasaje de SCR 2,5 a 2,06.

Figura 6.9: Tensión DC, corriente DC, orden de corriente y potencia activa en el caso en que el SCR pasa de 2,5 a un valor de 2,06.

6.1. Sistema HVDC sin compensación rápida de reactiva



(a) Ángulo de disparo del rectificador.

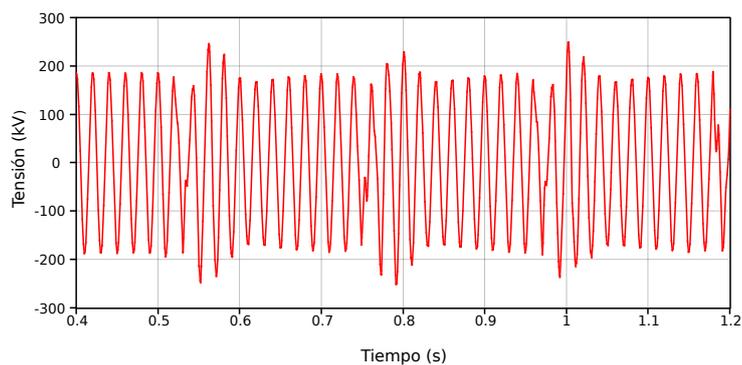


(b) Margen de conmutación del inversor.

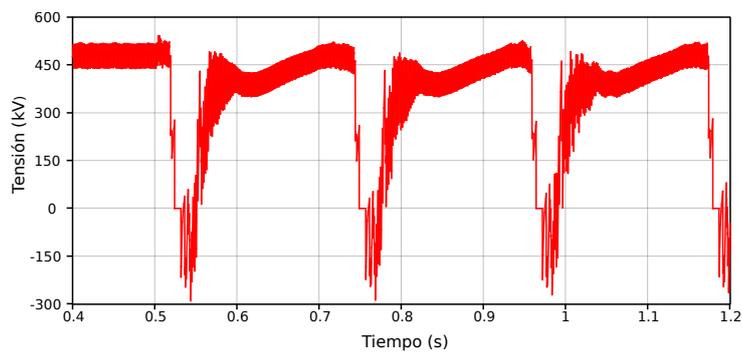
Figura 6.10: Ángulo de disparo del rectificador y margen de conmutación del inversor en el caso en que el SCR pasa de 2,5 a un valor de 2,06.

Capítulo 6. Simulaciones en ATPDraw

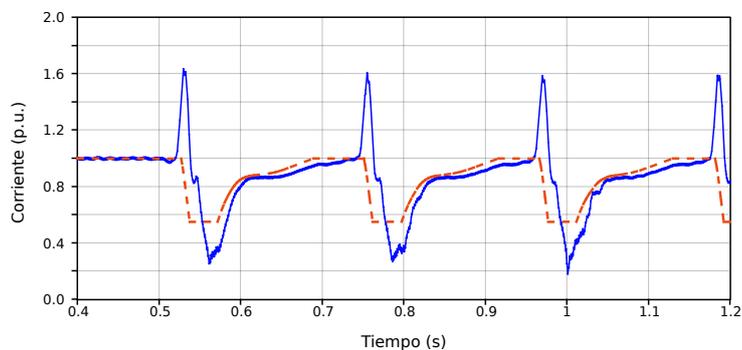
Por último, a partir de un pasaje a un **SCR de 1.89**, la falla de conmutación se repite continuamente, no logrando llegar a un régimen de operación aceptable, tal como se muestra en las Figuras 6.11 y 6.12. La periodicidad de la falla es de aproximadamente 11 ciclos y se relaciona con una oscilación en la tensión de alterna.



(a) Tensión AC en la barra del inversor.



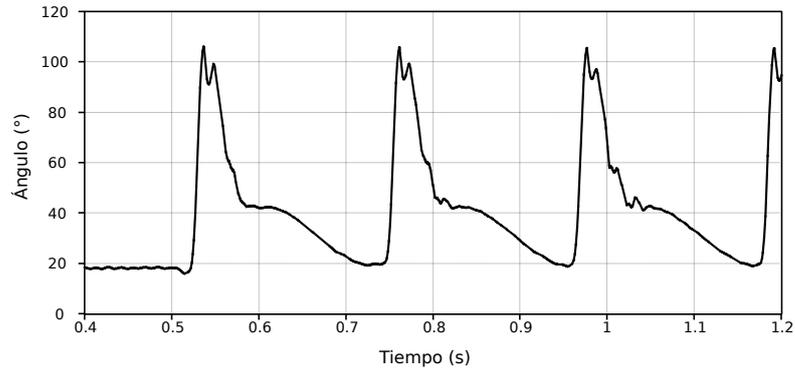
(b) Tensión DC en el inversor.



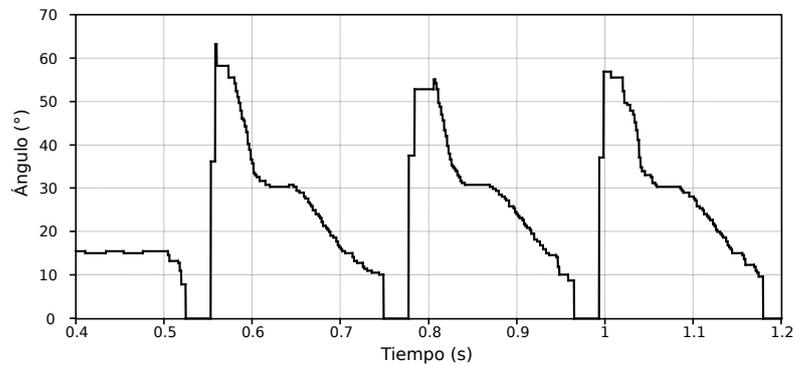
(c) Corriente DC en azul, orden de corriente en naranja y trazo discontinuo.

Figura 6.11: Tensión AC, tensión DC, corriente DC y orden de corriente en el caso en que el SCR pasa a un valor de 1,89.

6.1. Sistema HVDC sin compensación rápida de reactiva



(a) Ángulo de disparo del rectificador.



(b) Margen de conmutación del inversor.

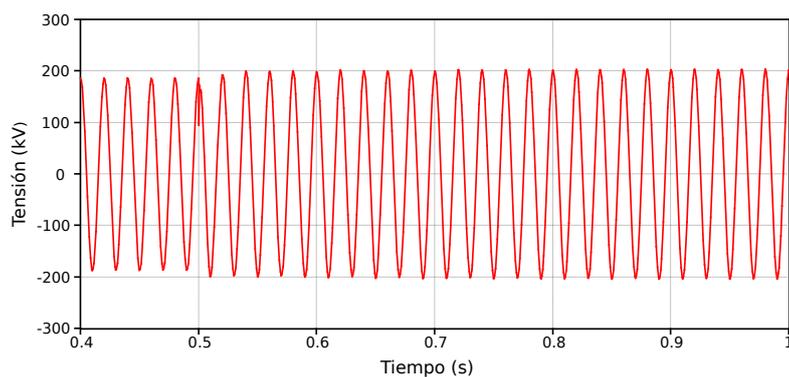
Figura 6.12: Ángulo de disparo del rectificador y margen de conmutación del inversor en el caso en que el SCR pasa a un valor de 1,89.

Es interesante señalar que, si bien en el modelo estudiado no están implementadas las protecciones que desvincularían el sistema HVDC de las redes AC, en sistemas reales sí existen. En la convertora de Melo, por ejemplo, se implementa una protección térmica que vigila permanentemente la temperatura de los tiristores, así como una protección denominada “Diferencial DC-AC”. Esta última verifica que la corriente que sale del bus DC también entra a la red AC, y si no es así, interpreta que hay falla de conmutación, e intenta inicialmente mover los ángulos de disparo para aumentar el margen de conmutación; si continúan las fallas de conmutación por algo más de 1 s, dispara la convertora.

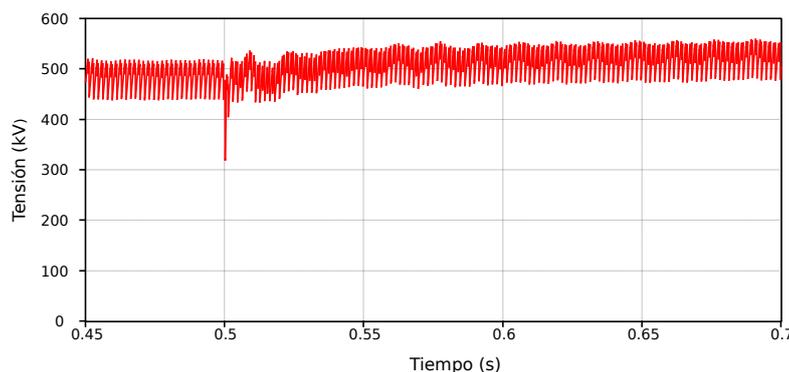
6.1.3. Maniobra de un capacitor

A los efectos de analizar la conexión de un filtro adicional o la conexión de un banco de capacitores para intentar resolver problemas de bajo SCR, se simuló la conexión de un capacitor en la situación de operación normal con $SCR = 2,5$. Las características del nuevo capacitor son iguales al existente, es decir, una capacitancia de $7,52 \mu F$ y una potencia nominal de 125 Mvar. La conexión se realizó a los 0,5 s de simulación.

El principal efecto de la conexión del nuevo banco es el incremento de tensión del lado AC y, como consecuencia, del lado DC. En la Figura 6.13 se muestra la evolución de las tensiones AC y DC y se observa la sobretensión que ocurre al conectarse el condensador. Asimismo, en la Figura 6.14 se muestra el cambio en el valor RMS de la tensión AC de fase; éste pasa de un valor de 131 kV a 143 kV, siendo un incremento del 9%, superior al 5% admisible a nivel de transmisión. Esta sobretensión del lado del inversor conlleva una disminución transitoria en la corriente y, por tanto, una actuación del control del rectificador disminuyendo el ángulo de disparo, tal como se expone en la Figura 6.15.



(a) Tensión AC en el inversor.



(b) Tensión DC en el inversor.

Figura 6.13: Evolución de las tensiones AC y DC en el caso de la conexión de un capacitor en la barra del inversor.

6.1. Sistema HVDC sin compensación rápida de reactiva

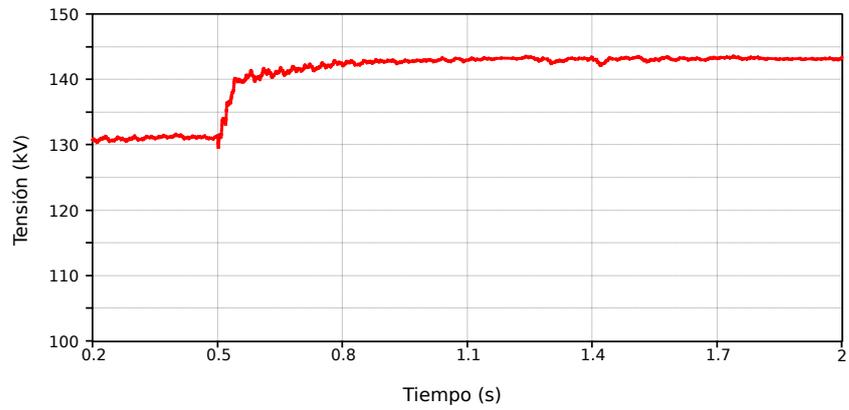
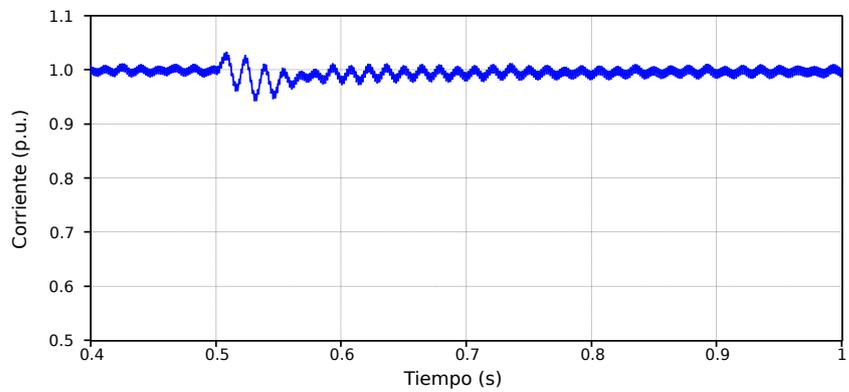
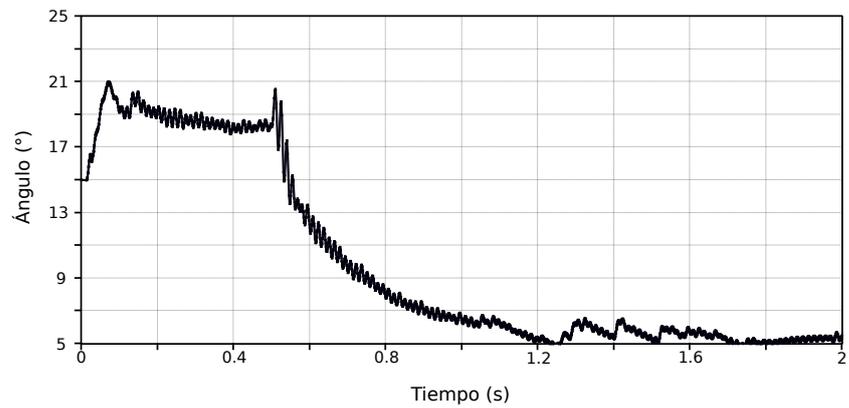


Figura 6.14: Evolución del valor RMS de la tensión en el inversor.



(a) Corriente DC.



(b) Ángulo de disparo del rectificador.

Figura 6.15: Evolución de la corriente DC y del ángulo de disparo del rectificador en el caso de la conexión de un capacitor en la barra del inversor.

Capítulo 6. Simulaciones en ATPDraw

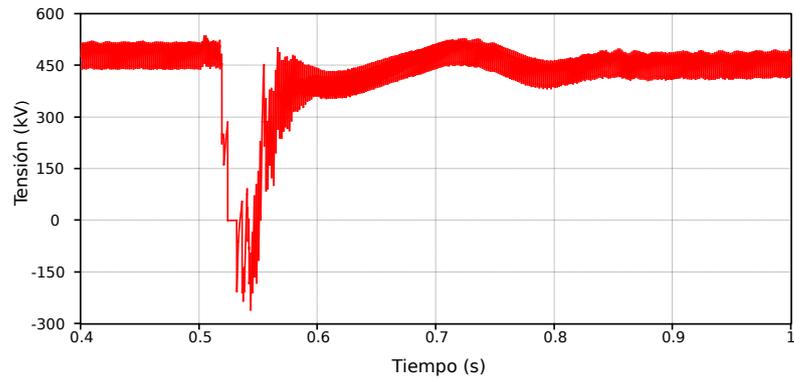
Conexión del banco de capacitores junto con un cambio del SCR

Con el objetivo de observar la interacción entre el efecto de la conexión del banco de capacitores con el cambio de SCR, se simularon estos dos fenómenos, en los dos órdenes de eventos posibles, para varios SCR. En particular se muestran los resultados para valores de SCR de 2,06 y 1,89.

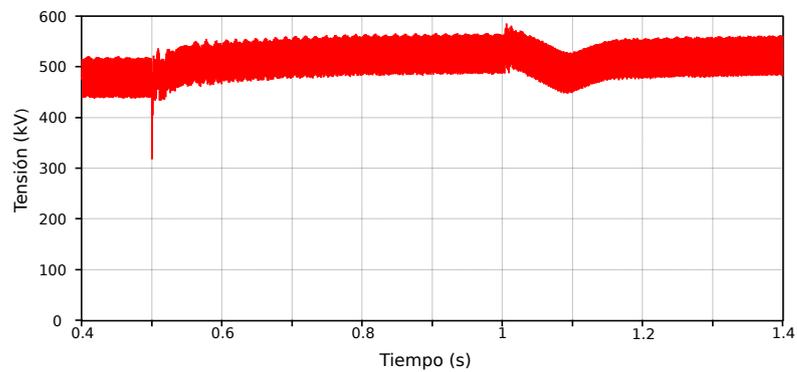
En el caso de un pasaje a SCR de 2,06 previamente se mostró, y se repite en la Figura 6.17a, que en condiciones normales se produce una falla de conmutación. Al conectar el capacitor antes del cambio, Figura 6.16b, el incremento de tensión permite que no haya falla de conmutación cuando disminuye el SCR; por otro lado, cuando el orden es el inverso, y la conexión del capacitor se efectúa luego del cambio del SCR, la tensión en sus bornes ya disminuyó como para que el capacitor pueda entregar la potencia reactiva necesaria para recuperar al sistema y evitar la falla de conmutación, tal como se puede observar en la Figura 6.16c.

A su vez, en el caso del SCR 1,89 también se detectaron cambios respecto a la situación original mostrada en la Figura 6.17a. El agregado del capacitor en cualquier orden permite que se eviten las subsecuentes fallas de conmutación.

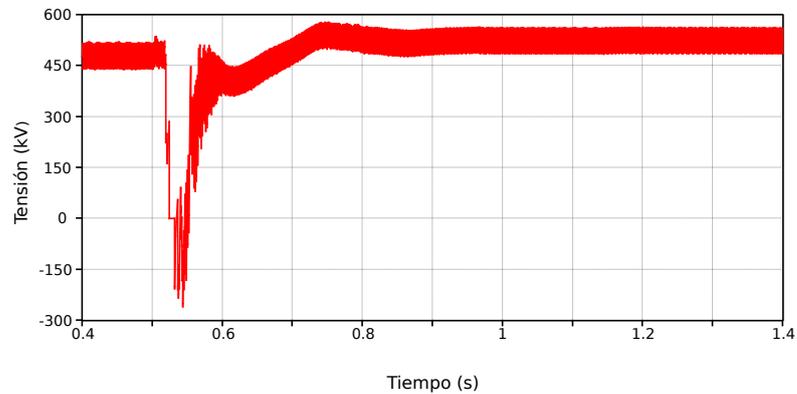
6.1. Sistema HVDC sin compensación rápida de reactiva



(a) Tensión DC cuando el SCR pasa a 2.06.



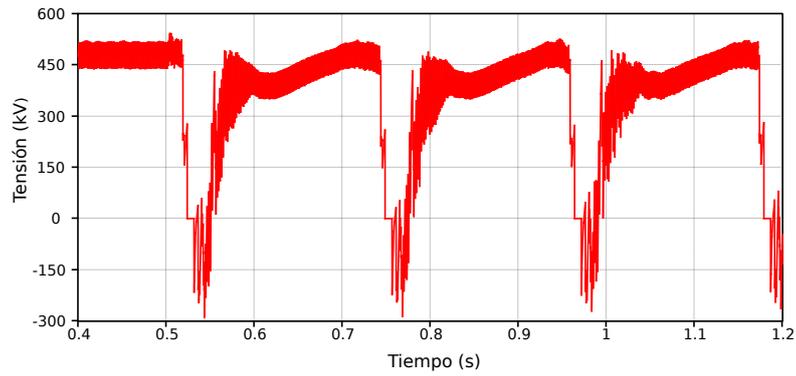
(b) Tensión DC cuando el SCR pasa a 2.06 en 1 s luego de la conexión del capacitor a los 0,5 s.



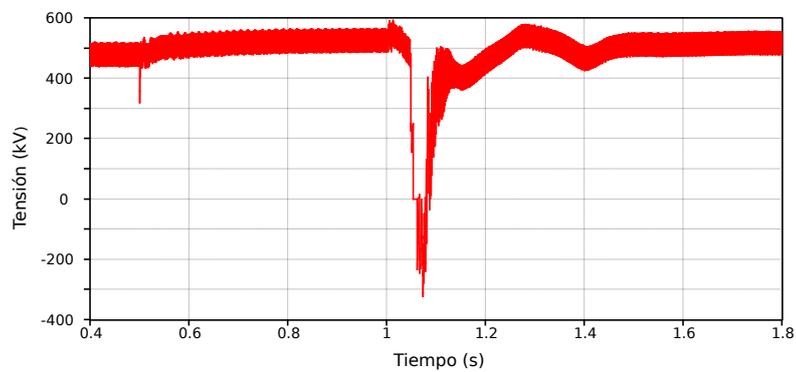
(c) Tensión DC del lado del inversor cuando se da un cambio en el SCR a 2.06 y la conexión de un nuevo banco de capacitores.

Figura 6.16: Tensión DC del lado del inversor cuando se da un cambio en el SCR a 2.06 y la conexión de un nuevo banco de capacitores.

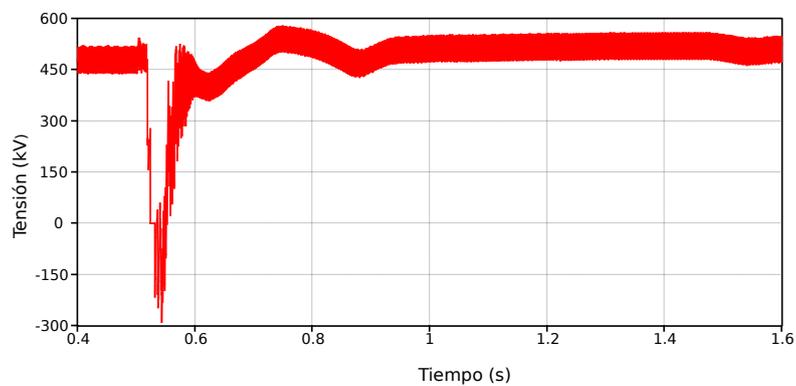
Capítulo 6. Simulaciones en ATPDraw



(a) Tensión DC cuando el SCR pasa a 1.89.



(b) Tensión DC cuando el SCR pasa a 1.89 en 1 s luego de la conexión del capacitor a los 0,5 s.



(c) Tensión DC cuando el SCR pasa a 1.89 en 0,5 s seguido de la conexión del capacitor a los 0,55 s.

Figura 6.17: Tensión DC del lado del inversor cuando se da un cambio en el SCR a 1.89 y la conexión de un nuevo banco de capacitores.

6.2. HVDC con compensador síncrono

En esta sección y en las que siguen se mostrará y analizará el efecto de conectar en la barra de AC del inversor los distintos equipos de compensación de reactiva estudiados frente a los eventos descritos anteriormente. En particular, se comenzará por el compensador síncrono de 115 MVA, con el cual se espera que mejore el desempeño en condiciones de bajo SCR no sólo porque es capaz de regular la tensión sino también porque su presencia aumenta el SCR del sistema ¹.

6.2.1. Efecto del compensador síncrono ante una disminución del SCR

Cuando se estudió el efecto del cambio del SCR se hicieron varias simulaciones disminuyendo su valor a partir del original de 2,5. En esta sección el análisis se centrará en aquellos casos en los que ocurría falla de conmutación, particularmente los valores de 2,06, por ser el mayor valor con falla de conmutación, y 1,89, por ser el valor más chico considerado anteriormente.

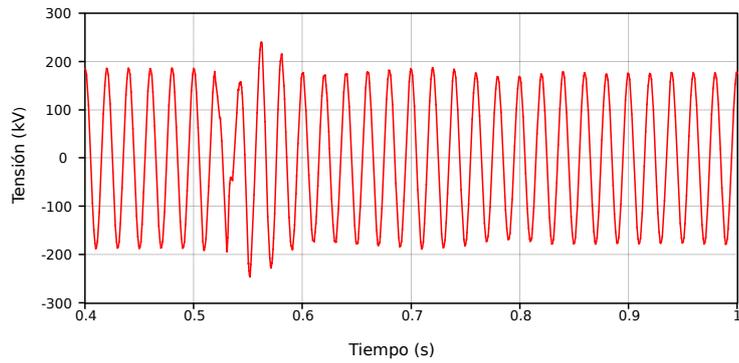
El modelo de máquina síncrona desarrollado en ATPDraw tiene tiempos de asentamiento largos en comparación con el resto de los equipos, es por ello que las simulaciones efectuadas en este caso son de una duración más larga, de 12 s con el cambio del SCR a los 8 s, para casos particulares se extendió la simulación a 20 s.

En la Figura 6.18 se observan las tensiones AC y DC del inversor en el caso de pasaje a un SCR de 2,06 sin y con el efecto del compensador síncrono. Si bien sigue existiendo una perturbación en la tensión, al agregar el compensador se evita que se produzca una falla de conmutación y se logra que la tensión se estabilice en un valor menor. En la Figura 6.20 se expone la potencia reactiva por fase que tiene que entregar el compensador síncrono para poder lograr este control de tensión; el valor de potencia reactiva total entregado es de 42 Mvar.

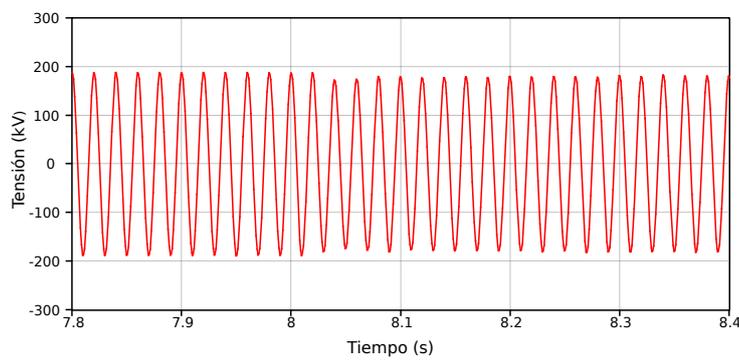
De la misma manera, se exponen los resultados para el caso de un pasaje a SCR de 1.89 en las Figuras 6.19 y 6.21. Esta simulación se realizó de una duración de 20 s para confirmar que los valores se estabilizaban. En esta situación no se evita la falla de conmutación pero sí se logra un funcionamiento aceptable luego de dos fallas, a diferencia del caso sin el compensador síncrono en el que la falla se producía continuamente sin una posible recuperación del sistema. En la tensión DC se observa una oscilación de baja frecuencia que se refleja en la potencia reactiva entregada por el compensador mostrada en la Figura 6.21.

¹Si bien el agregado del compensador síncrono aumenta el SCR del sistema, a los efectos del estudio se seguirá refiriendo al SCR de la red individualmente.

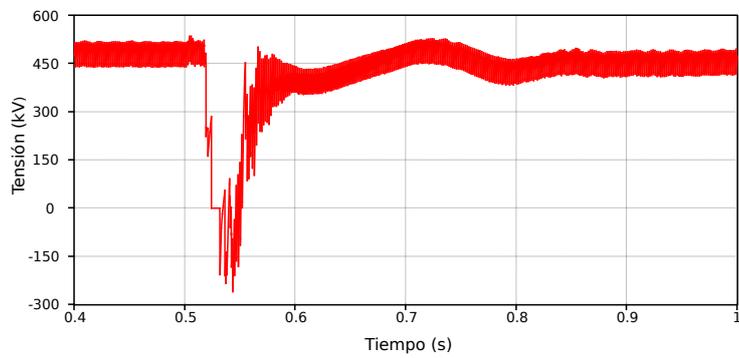
Capítulo 6. Simulaciones en ATPDraw



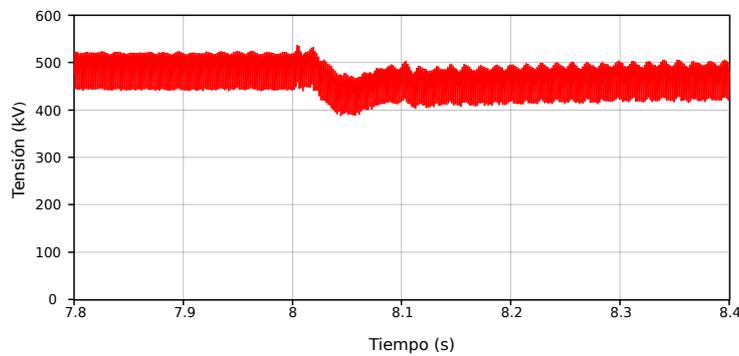
(a) Tensión AC sin compensador síncrono.



(b) Tensión AC con compensador síncrono.



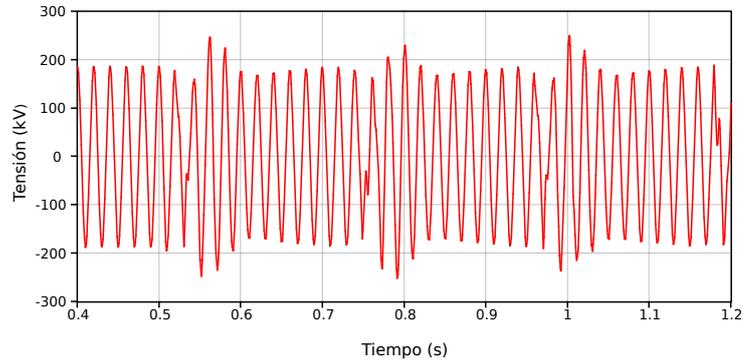
(c) Tensión DC sin compensador síncrono.



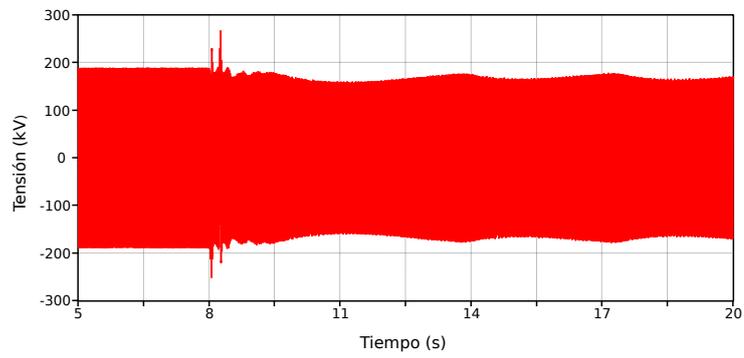
(d) Tensión DC con compensador síncrono.

Figura 6.18: Evolución de las tensiones AC y DC en el pasaje a un SCR de 2,06 sin y con el efecto de un compensador síncrono.

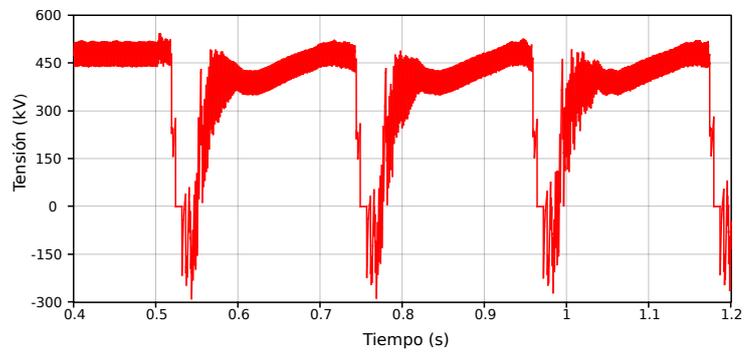
6.2. HVDC con compensador síncrono



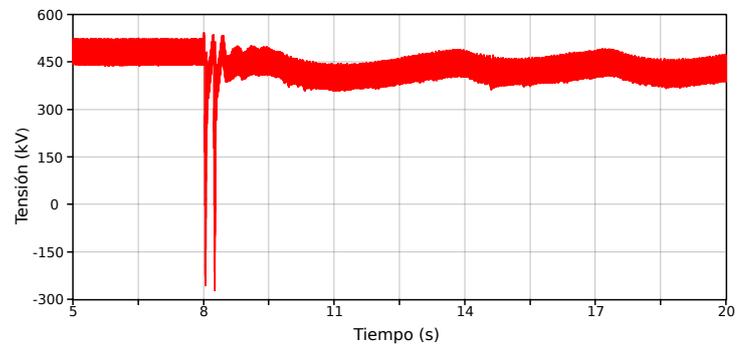
(a) Tensión AC sin compensador síncrono.



(b) Tensión AC con compensador síncrono.



(c) Tensión DC sin compensador síncrono.



(d) Tensión DC con compensador síncrono.

Figura 6.19: Evolución de la tensión DC en el pasaje a un SCR de 1.89 sin y con el efecto de un compensador síncrono.

Capítulo 6. Simulaciones en ATPDraw

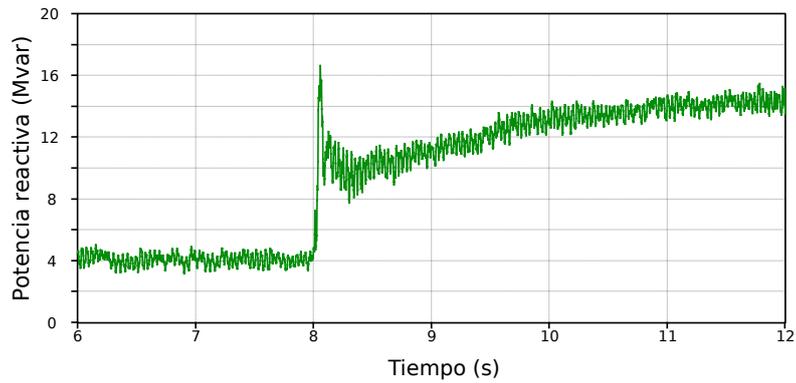


Figura 6.20: Evolución de la potencia reactiva por fase entregada por el compensador síncrono en el pasaje a un SCR de 2,06.

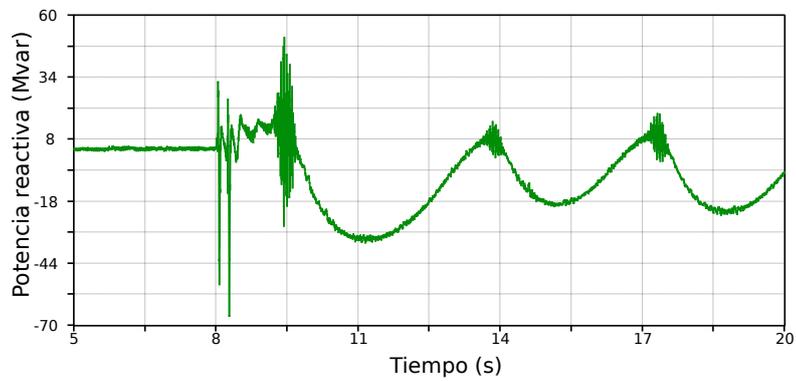
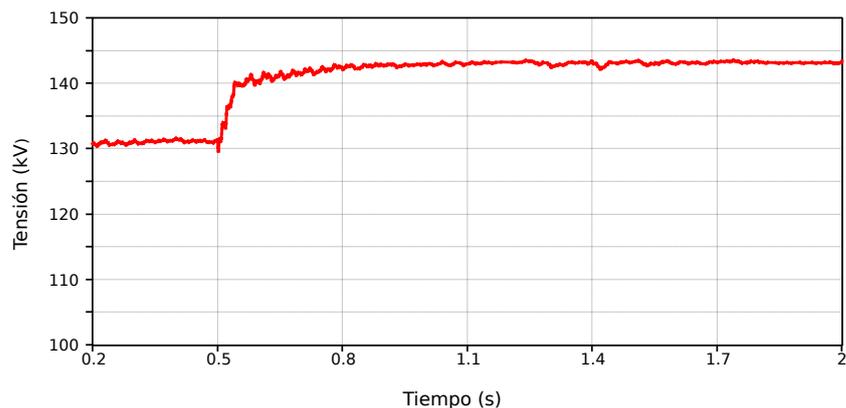


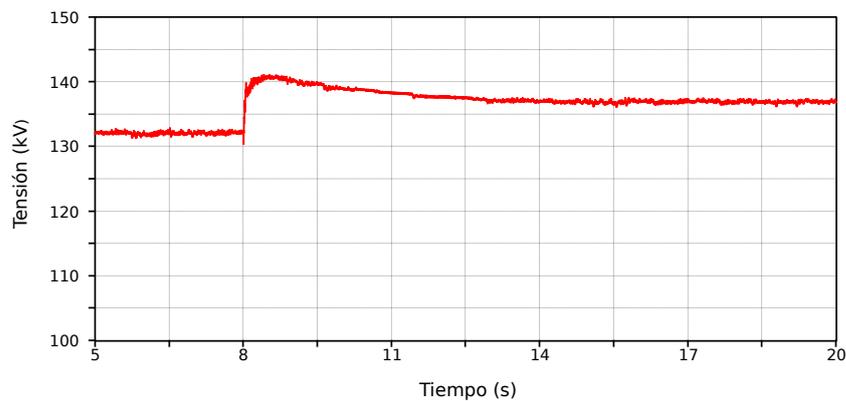
Figura 6.21: Evolución de la potencia reactiva por fase entregada por el compensador síncrono en el pasaje a un SCR de 1,89.

6.2.2. Efecto del compensador síncrono ante la conexión de un capacitor

En la sección 6.1.3 se había observado que, frente a la conexión de un nuevo capacitor en la situación de $SCR = 2,5$, la tensión del lado del alterna del inversor se incrementaba aproximadamente un 9% por encima de su valor nominal, tal como se observa en 6.22a. La simulación correspondiente a esta maniobra se hizo de una duración de 20 s con la conexión del capacitor a los 8 s. El efecto del compensador se observa en la Figura 6.22b, donde luego del incremento esperado en la tensión, ésta tiende a disminuir a un valor 3% por encima del nominal luego de aproximadamente 4.5 s. El compensador tiene que consumir reactiva para lograr este efecto, la cual se muestra en la Figura 6.23. Eventualmente se podría mejorar la regulación de tensión ajustando el control de la máquina síncrona, pero con los resultados obtenidos ya se cumple con los criterios habituales de calidad de tensión.



(a) Valor RMS de la tensión AC de fase sin compensador síncrono.



(b) Valor RMS de la tensión AC de fase con compensador síncrono.

Figura 6.22: Valor RMS de la tensión AC de fase frente a la conexión de un capacitor sin y con el efecto del compensador síncrono.

Capítulo 6. Simulaciones en ATPDraw

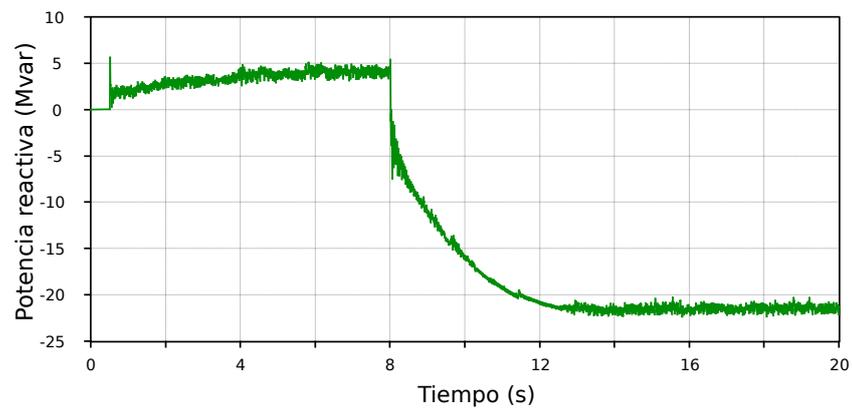


Figura 6.23: Evolución de la potencia reactiva por fase entregada por el compensador síncrono en la conexión de un capacitor.

6.3. HVDC con SVC

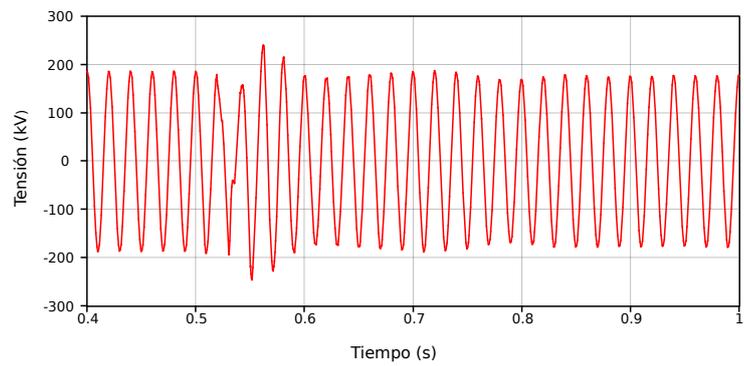
Al igual que para el compensador síncrono, en esta sección se estudia el desempeño del SVC durante los eventos de cambio de SCR y conexión de un capacitor. Se recuerda que la potencia nominal inductiva del SVC es de 172.54 Mvar y la capacitiva de 46.7 Mvar. Previamente se simuló el sistema completo en una situación sin eventos para constatar que el funcionamiento en conjunto fuera compatible.

6.3.1. Efecto del SVC ante un cambio en el SCR

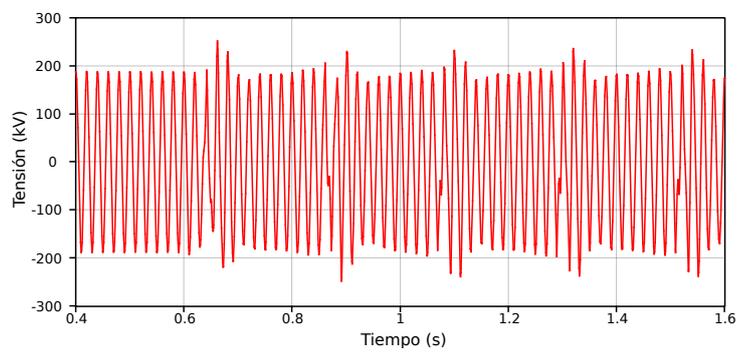
Se simuló el caso particular del cambio de SCR de 2,5 a un valor de 2,06 a los 0,6 s, el mayor valor con el que se visualizaba una falla de conmutación. Se muestra la evolución de las tensiones AC y DC del lado del inversor sin y con el SVC conectado en la Figura 6.24; en ella se observa que la presencia del SVC (Figura 6.24d) tiende a empeorar la situación produciendo múltiples fallas de conmutación. Es esperable que el SVC, estando compuesto básicamente por elementos pasivos, cuyo consumo y suministro de potencia reactiva depende cuadráticamente con la tensión, no tenga el efecto deseado cuando la tensión a la que están conectados baja como en este caso. Además, la potencia reactiva capacitiva nominal del equipo es del orden de la entregada por el compensador síncrono de la sección anterior, por lo que al disminuir la tensión el valor que podrá entregar será mucho menor. A su vez, en la Figura 6.25 se aprecia que la orden de ángulo al TCR oscila entre valores cercanos a 3° y valores cercanos a $76^{\circ 2}$, es decir, el SVC oscila entre comportarse como una inductancia completa en paralelo con un capacitor, y un capacitor; esto se explica por la evolución de la tensión AC de la Figura 6.24b, parámetro de entrada del control del SVC. Al sufrir la disminución del SCR la tensión AC disminuye y el SVC actúa aumentando el ángulo de disparo; como no se evita la falla de conmutación la tensión AC aumenta debido al exceso de reactiva, por lo que el control del SVC disminuye su ángulo de disparo. Esto se repite sucesivamente provocando múltiples fallas de conmutación. El mal desempeño de los SVC para mitigar los efectos perjudiciales de la disminución del SCR es un hecho citado habitualmente en la literatura [6].

²Observar que, al igual que en la referencia [24], se toma como el origen del ángulo de disparo la cresta de la onda de la tensión.

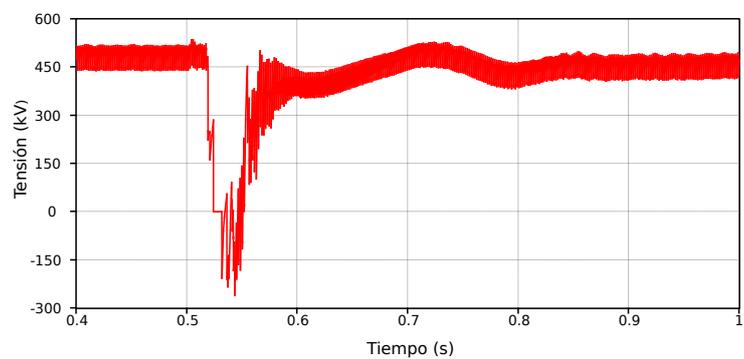
Capítulo 6. Simulaciones en ATPDraw



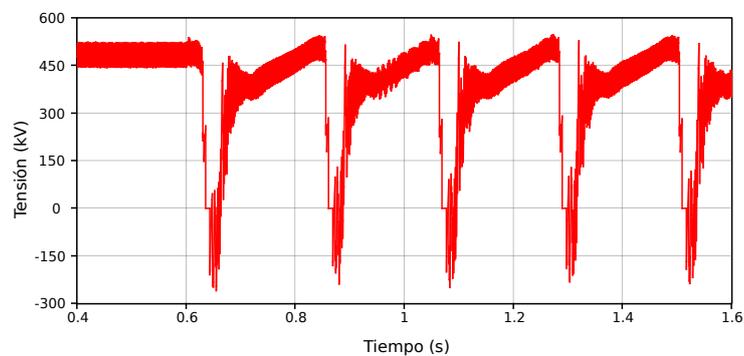
(a) Tensión AC sin SVC.



(b) Tensión AC con SVC.



(c) Tensión DC sin SVC.



(d) Tensión DC con SVC.

Figura 6.24: Evolución de las tensiones AC y DC en el pasaje a un SCR de 2.06 sin y con el efecto del SVC.

6.3. HVDC con SVC

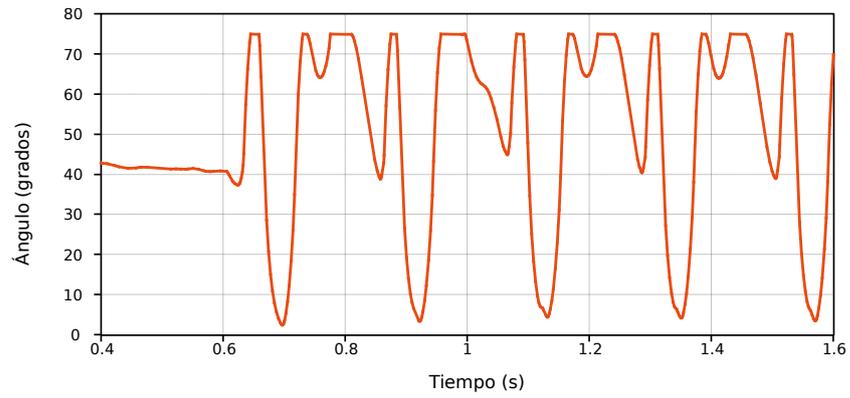
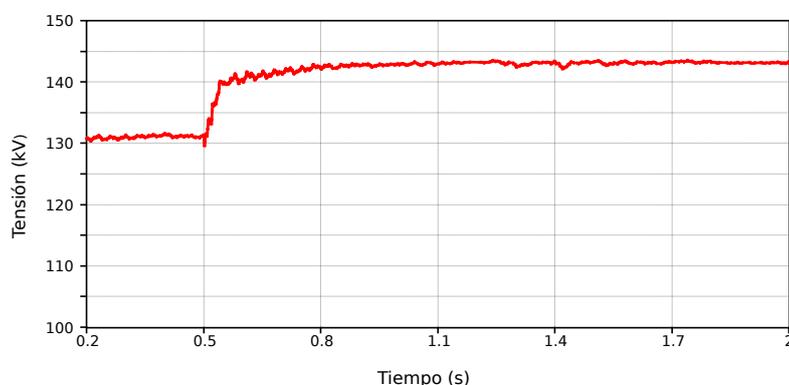


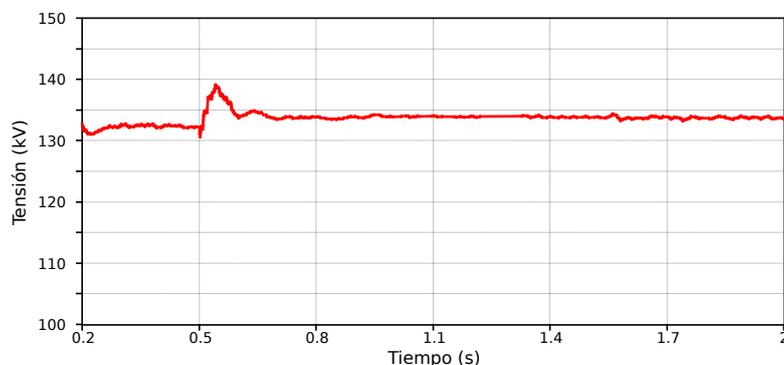
Figura 6.25: Evolución de la orden de ángulo del TCR en el pasaje de un SCR de 2.5 a 2.06.

6.3.2. Efecto del SVC ante la conexión de un capacitor

Tal como se recordó en la sección referida al compensador síncrono, el efecto de la conexión de un capacitor es un incremento la tensión del lado de alterna. Este efecto, al contrario que con el cambio del SCR, permite el correcto funcionamiento del SVC, el cual ahora tiene margen para controlar el ángulo de disparo del TCR aumentando su consumo de reactiva, disminuyendo así la tensión. Efectivamente, tal como se muestra en la Figura 6.26b, la tensión permanece controlada en su valor de fase nominal, luego de un breve incremento causado por la conexión del capacitor a los 0,5 s.



(a) Valor RMS de la tensión AC de fase sin SVC.



(b) Valor RMS de la tensión AC de fase con SVC.

Figura 6.26: Valor RMS de la tensión AC de fase frente a la conexión de un capacitor sin y con el efecto del SVC.

Es interesante poder visualizar la acción del control del SVC sobre el ángulo de disparo de los tiristores del TCR que en este caso se comporta de la manera esperada. Dado que el objetivo es contrarrestar el aumento de tensión, el ángulo debe disminuir para así aumentar el consumo de corriente reactiva. En la Figura 6.27 se muestra la evolución de este ángulo, que pasa de un valor un poco superior a los 40° a un valor por debajo de 5° . Por su parte, la corriente consumida por el TCR

6.3. HVDC con SVC

aumenta tanto su amplitud como su período de conducción, tal como se explica en la sección 4.2.1. Se observa que la amplitud de la corriente llega a valores elevados, lo que se debe a que el modelo no contempla la particularidad de la conexión del TSC, el cual se conecta y desconecta en tiempos fijos sin control de la tensión, imponiendo que el TCR consuma tanto la corriente de la red como la del propio TSC.

Para lograr la regulación de tensión, el SVC debe consumir una potencia reactiva total de 90 Mvar, tal como se puede apreciar en la Figura 6.28, donde se muestra esta magnitud por fase.

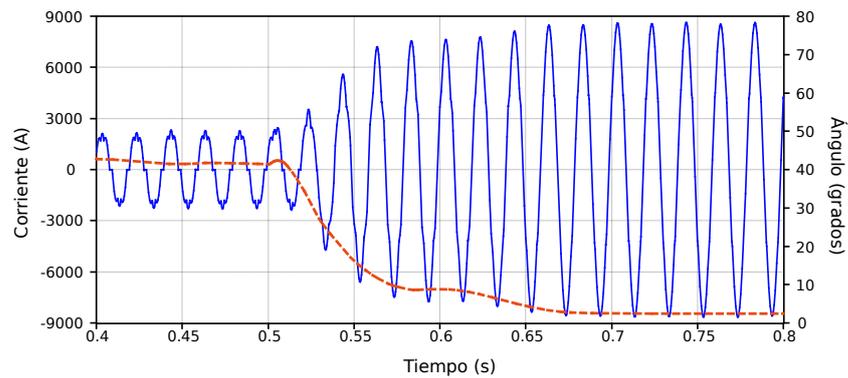


Figura 6.27: Evolución de la corriente consumida por el TCR del SVC junto con su ángulo de disparo cuando se da la conexión del capacitor.

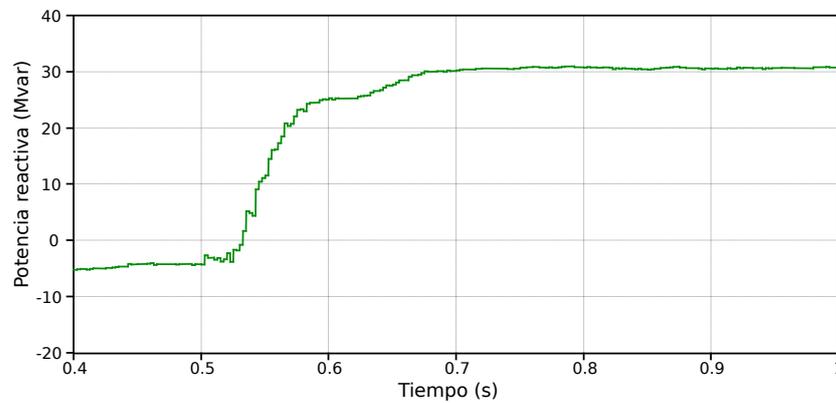


Figura 6.28: Evolución de la potencia reactiva por fase consumida por el SVC cuando se da la conexión del capacitor.

6.4. HVDC con STATCOM

El último compensador a estudiar es el STATCOM cuya teoría de funcionamiento fue descrita en la sección 4.2.2 y su modelo en ATPDraw fue descrito en la sección 5.4. De esta última sección se recuerda que el sistema de control del STATCOM utilizado no implica un lazo cerrado con medida de tensión, sino que impone una consigna de generación o consumo de potencia reactiva. En las simulaciones presentadas en esta sección se tomó como criterio arbitrario que la consigna de reactiva a imponer sea la resultante de las medidas en los casos anteriores en los que se tuvo éxito en llevar al sistema a una operación aceptable. De esta manera, la consigna de reactiva entregada cuando ocurre un cambio de SCR será la que se obtuvo en la simulación con el compensador síncrono con el cambio a $SCR = 2.06$; análogamente, la reactiva consumida en la conexión del capacitor será la resultante de la simulación con el SVC. En la Tabla 6.3 se presentan los valores utilizados. Estos valores pueden modificarse en futuros trabajos.

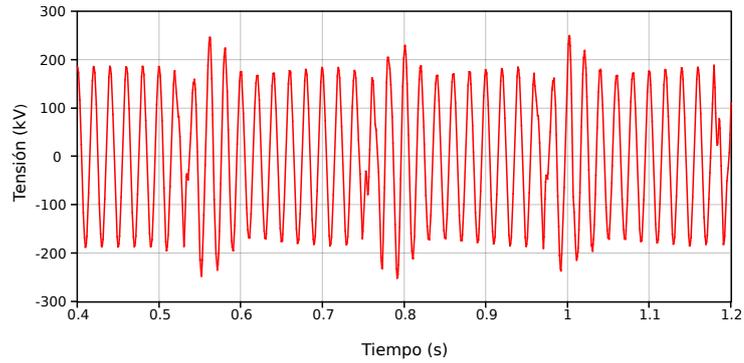
	Cambio de SCR	Conexión de capacitor
Q	42 Mvar	-90 Mvar

Tabla 6.3: Consigna de potencia reactiva, en convención generador, ingresada al STATCOM para los dos eventos estudiados.

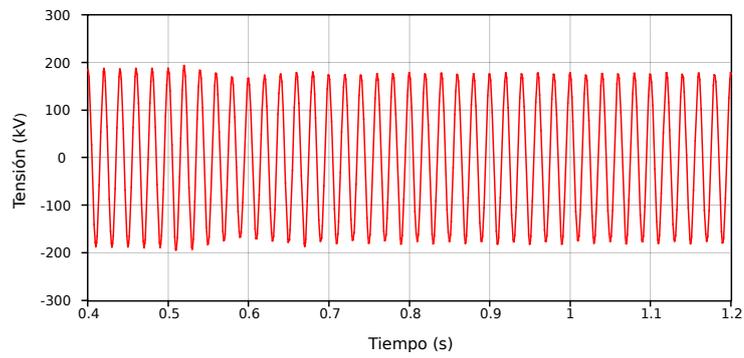
6.4.1. Efecto del STATCOM ante un cambio de SCR

Se efectuaron los mismos casos particulares de cambio de SCR que en los compensadores anteriores. Sin embargo, a diferencia de los anteriores, con el STATCOM se logra evitar la falla de conmutación cuando se da el pasaje de SCR 2.5 a 1.89, tal como se muestra en la Figura 6.29. Con este resultado alentador se dio un paso más en la disminución del SCR llegando al valor de 1.75, cuyo resultado se muestra en la Figura 6.30; en ella se observa que, si bien no se evita la falla de conmutación, sí se logra recuperar al sistema luego de ésta. A pesar de que en este caso se llegó a un límite de $SCR = 1.75$, en [11] se indica que se puede dar una operación estable con un SCR de 1 inyectando una reactiva de aproximadamente 365 Mvar.

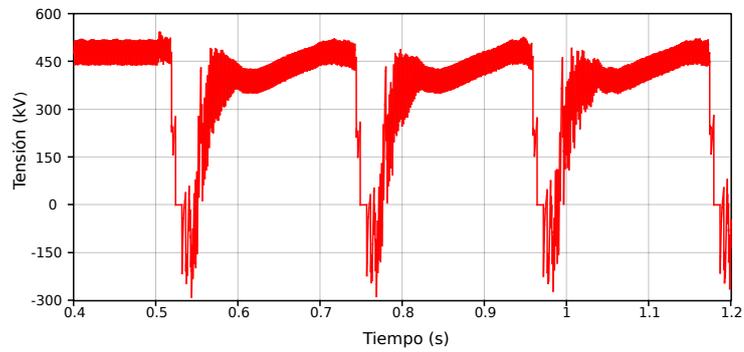
6.4. HVDC con STATCOM



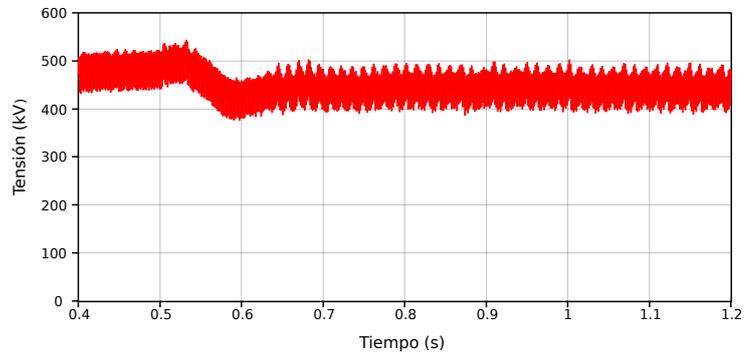
(a) Tensión AC sin SVC.



(b) Tensión AC con SVC.



(c) Tensión DC sin STATCOM.



(d) Tensión DC con STATCOM.

Figura 6.29: Evolución de las tensiones AC y DC en el pasaje a un SCR de 1.89 sin y con el efecto de un STATCOM.

Capítulo 6. Simulaciones en ATPDraw

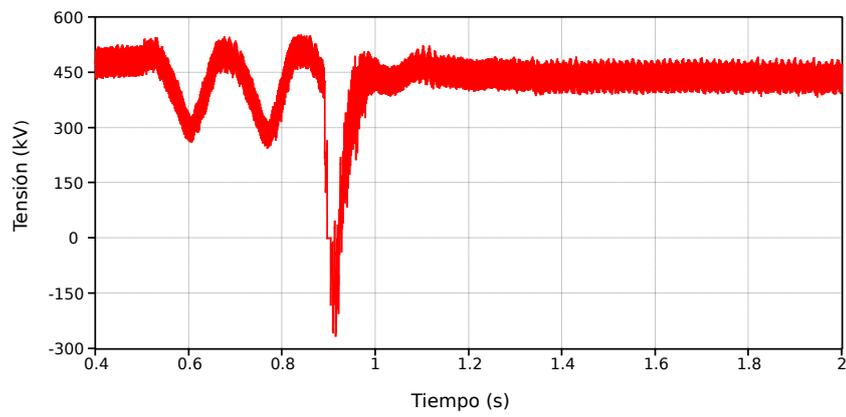
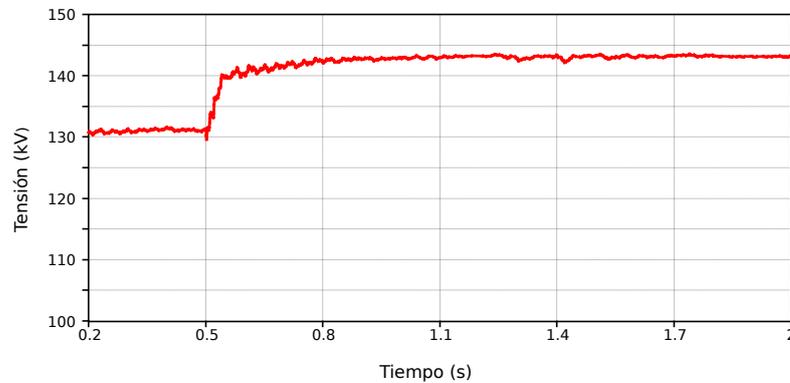


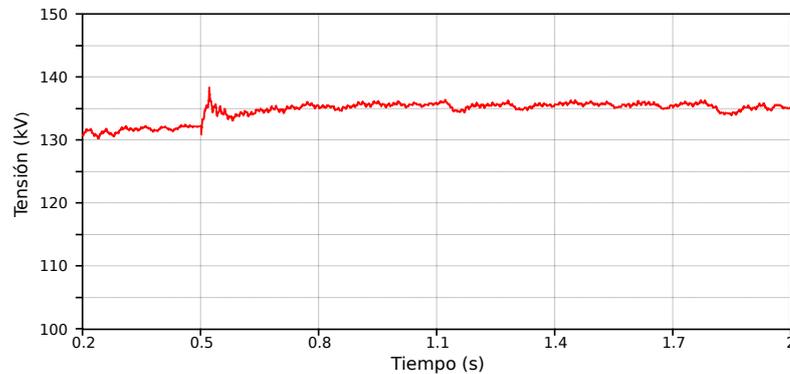
Figura 6.30: Evolución de la tensión DC en el pasaje a un SCR de 1.75 con el efecto de un STATCOM.

6.4.2. Efecto del STATCOM ante la conexión de un capacitor

En última instancia se efectuó la simulación de conexión del capacitor y su resultado en la tensión RMS por fase se muestra en la Figura 6.31. En ella se observa que, al igual que en el caso del compensador síncrono, la sobretensión es regulada a un valor de 3 % por encima del nominal, aceptable dentro de los criterios de calidad de transmisión. Como se observó para el caso mencionado, se podría hacer un ajuste en el consumo de reactiva del STATCOM para llegar a un error en la tensión cercano a cero. Se puede destacar, por otra parte, que el tiempo en que el STATCOM demora en regular la tensión, 0.3 s, es significativamente menor al del compensador síncrono.



(a) Valor RMS de la tensión AC de fase sin STATCOM.



(b) Valor RMS de la tensión AC de fase con STATCOM.

Figura 6.31: Valor RMS de la tensión AC de fase frente a la conexión de un capacitor sin y con el efecto del STATCOM.

6.5. Análisis de resultados

De las simulaciones presentadas en este capítulo se puede concluir que los compensadores de reactiva que mejor se desempeñan frente a los eventos estudiados son el compensador síncrono y su emulador estático, el STATCOM. Ambos responden de forma adecuada cuando existen subtensiones o sobretensiones, evitando fallas de conmutación cuando ocurre un cambio de SCR, y acotando las sobretensiones producidas por maniobras de equipos. Se puede inferir de las Figuras 6.29 y 6.30 que el STATCOM tiene un mayor rango de aplicación en cambios de SCR que el compensador síncrono, mas tal afirmación requeriría un modelado más preciso de los equipos y del sistema donde serán instalados. Se observó también que el tiempo de actuación del STATCOM es significativamente inferior al del compensador síncrono.

A la hora de comparar estos equipos, más allá de las simulaciones que nos proveen una idea de cómo es su funcionamiento, existen otros factores a considerar. El compensador síncrono es una máquina rotante, y como tal requiere mantenimiento con cierta asiduidad debido al desgaste de sus partes mecánicas; el STATCOM, por su parte, al ser estático no presenta este problema. Por otro lado, el primero aporta inercia al sistema y un aumento del SCR, lo cual influye positivamente en las redes débiles que también se caracterizan por falta de inercia, mientras que el segundo no. Asimismo, la complejidad del sistema de control del STATCOM es francamente superior al del compensador síncrono, aunque esto implica una mayor versatilidad.

Con respecto al SVC, debido a su característica de estar compuesto por equipos pasivos, a priori es esperable que no sea un compensador apropiado para actuar frente a cambios bruscos de SCR. En las simulaciones se observó una oscilación en el control del ángulo del TCR, mostrando que su comportamiento no es apto para lidiar en circunstancias en las que la tensión AC presenta también oscilaciones.

Esta primera evaluación de equipos debe ser complementada si se quiere tomar una decisión cabal. Otros estudios técnicos necesarios implicarían ajustes en los sistemas de control y el correcto dimensionamiento de los equipos en relación al rango de potencia reactiva que deben manejar. Si se quiere aplicar estas conclusiones a las convertoras de frecuencia existentes en la red uruguaya, sería necesario adaptar el modelo HVDC utilizado al caso específico de los sistemas *back-to-back* con conversión de frecuencia, lo cual afectaría el dimensionamiento del bus de continua y originaría la aparición de interarmónicos. Además, es fundamental hacer un estudio económico de costos de inversión de estos equipos así como del mantenimiento que requieren.

Capítulo 7

Conclusiones

Este trabajo de maestría consistió en el estudio de sistemas HVDC, las consecuencias de instalarlos vinculando redes AC débiles (bajo SCR) y posibles acciones para mejorar su desempeño.

En los primeros capítulos de esta tesis se describen cualitativamente los sistemas HVDC, los problemas que se pueden encontrar y los equipos de compensación de reactiva que podrían contribuir a evitar estos problemas. Los últimos capítulos presentan el entorno de simulación utilizado para evaluar algunos fenómenos descritos previamente y sus principales resultados.

Los sistemas HVDC estudiados son los basados en convertidores conmutados por la red cuyas llaves son válvulas de tiristores. Estos convertidores son ampliamente utilizados debido a su robustez y gran capacidad de transmisión de potencia. Sin embargo, debido a su consumo de reactiva y su dependencia con la red para efectuar la conmutación de las llaves, son susceptibles a experimentar fallas de conmutación, sobretensiones y limitación en la capacidad de transferencia cuando la red AC que opera como receptora de potencia es débil. Los Capítulos 2 y 3 exponen esta temática.

Los equipos de compensación de reactiva estudiados son el compensador síncrono, el compensador estático de reactiva (SVC) y el compensador síncrono estático (STATCOM). Los dos últimos son basados en electrónica de potencia y fueron descritos en mayor profundidad en el Capítulo 4.

La plataforma de simulación utilizada para este trabajo fue ATPDraw, elegida por ser gratuita y poseer una gran comunidad abierta que provee modelos de distintos equipos. El Capítulo 5 describe los modelos utilizados y el 6 los principales resultados de las simulaciones.

Las simulaciones ejecutadas analizan el resultado de disminuir el SCR de la red AC del inversor- aumentando su impedancia vista- y el de efectuar una maniobra de conexión de un equipo de compensación pasivo. Al disminuir sistemáticamente

Capítulo 7. Conclusiones

el SCR se observó que a partir de cierto valor ocurre una falla de conmutación en el convertidor, siendo una falla sucesiva para valores de SCR menores. La conexión de un nuevo banco de capacitores, por su parte, produce una sobretensión en la red AC del inversor incompatible con criterios de calidad de transmisión.

Se procedió a efectuar las mismas simulaciones agregando en la barra AC del inversor los distintos equipos de compensación de reactiva estudiados. Del análisis expuesto en el Capítulo 6 se concluye que los equipos adecuados para evitar fallas de conmutación debido a la disminución del SCR son el compensador síncrono y su emulador estático, el STATCOM. Este último, además, parece tener en principio un mayor rango de aplicación. Respecto a la maniobra de conexión del capacitor, ambos equipos limitan la sobretensión a valores aceptables. Por otro lado, el SVC presenta un buen desempeño regulando la tensión en la conexión del capacitor, pero muy pobre al disminuir el SCR; este resultado es esperable debido a la característica constructiva del SVC.

Como se mencionó previamente, este es un primer estudio para orientar las posibles acciones a efectuar para mejorar el desempeño de sistemas HVDC vinculando redes débiles. Los posibles trabajos a futuro pueden tener los siguientes lineamientos:

- El modelado de un sistema HVDC específico, por ejemplo el correspondiente a la convertidora de frecuencia de Melo. Esto implica ajustes en las redes AC de distintas frecuencias y tensiones, el bus de continua que sería un tramo muy corto, y de filtros de armónicos que tendrán que lidiar con posibles interarmónicos. Adicionalmente, se tienen que adaptar los sistemas de control.
- El estudio profundo y detallado de la capacidad de potencia reactiva que tienen que tener los compensadores, así como de su sistema de control para este caso específico. Estudiar, en particular, posibles adaptaciones del control clásico de los equipos de compensación de reactiva para ampliar el rango de operación del sistema HVDC analizado.
- El relevamiento del mercado y los costos que implican la instalación de los distintos equipos de compensación.

Apéndice A

Convertora de frecuencia de Melo

En este apéndice se presentan las características principales de la convertora de frecuencia de Melo, uno de los dos sistemas HVDC de Uruguay [2] [35].

Tal como fue mencionado en el cuerpo del documento, una convertora de frecuencia es un sistema *back to back* que presenta varias diferencias con el sistema HVDC estudiado, en particular en lo que refiere al bus de continua y a los filtros de corrientes armónicas. La convertora de Melo es un vínculo bidireccional entre Uruguay y Brasil, es decir, permite el flujo de potencia activa en ambos sentidos. Asimismo, corresponde a una configuración monopolar.

A.1. Magnitudes nominales

En la Tabla A.1 se presentan los valores nominales de las magnitudes eléctricas relevantes.

	Lado 50 Hz	Lado 60 Hz
U_{AC}	500 kV	525 kV
U_{DC}	158.4 kV	
P_{DC}	508 MW	
I_{DC}	3206 A	

Tabla A.1: Valores nominales de las magnitudes eléctricas relevantes en ambos lados de la convertora. En orden descendente: tensión compuesta del lado AC, tensión del bus de continua, potencia transferida y corriente por el bus de continua.

A.2. Transformadores

Los transformadores convertidores están compuestos por tres unidades monofásicas de tres devanados cada una, de forma de poder realizar la conexión adecuada para la configuración de 12 pulsos. En la Tabla A.2 se resumen sus características principales.

	Lado 50 Hz	Lado 60 Hz
Tensión primaria	500 kV	525 kV
Tensión secundaria	70 kV	
Tap máximo	1.2966	1.2964
Tap mínimo	0.9217	0.9024
Paso del tap	0.0130	0.0125
Resistencia por puente	0.08 Ω	0.09 Ω
Reactancia por puente	2.77 Ω	3.18 Ω

Tabla A.2: Datos de los transformadores de la conversora.

A.3. Filtros

Una diferencia sustancial con el sistema HVDC estudiado es la configuración de filtros y de compensación de reactiva. En cada lado de la estación se encuentran cuatro filtros sintonizados en tres frecuencias que, a su vez, ofician de compensadores de reactiva. En la Tabla A.3 se expone la potencia reactiva nominal del conjunto de los filtros así como el orden de los armónicos sintonizados. En el lado de 50 Hz los cuatro filtros están sintonizados en los armónicos 11, 14 y 24; en el lado de 60 Hz un par de filtros están sintonizados en los armónicos 13, 24 y 36 mientras que el otro par lo están en los armónicos 3, 13 y 47.

Lado 50 Hz	Lado 60 Hz
4×110 Mvar	4×96 Mvar
11, 14, 24	13, 24, 36 3, 13, 47

Tabla A.3: Potencia reactiva nominal provista por los filtros.

A modo de ejemplo, en la Figura A.1 se muestra el circuito correspondiente a uno de los filtros del lado de 50 Hz mientras que en la Figura A.2 se muestra su respuesta en frecuencia. De esta última se puede observar que el filtro se comporta como un filtro sintonizado para los armónicos 11 y 14 pero tiene una respuesta amortiguada a partir del armónico 24.

A.4. Bus de continua

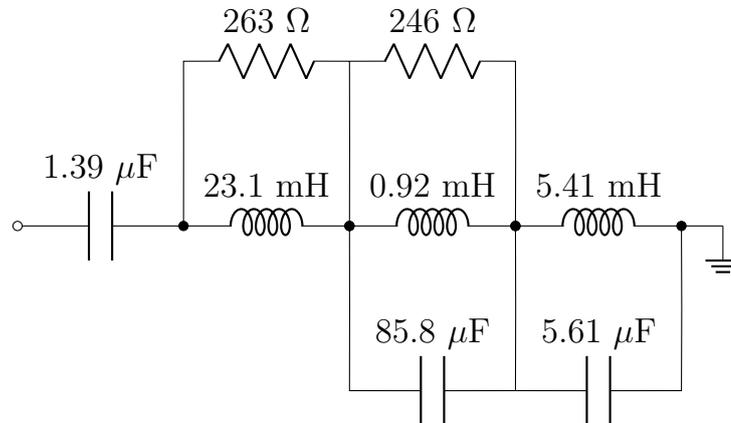


Figura A.1: Circuito de uno de los filtros sintonizados de Melo. Las frecuencias sintonizadas son las correspondientes a los armónicos 11, 14 y 24 en 50 Hz.

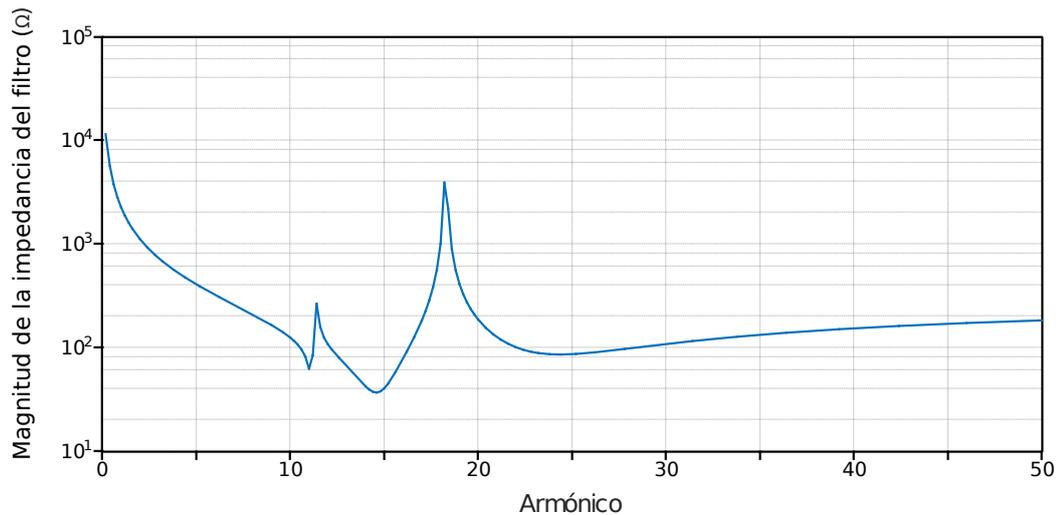


Figura A.2: Respuesta en frecuencia de uno de los filtros de Melo del lado de 50 Hz.

A.4. Bus de continua

A diferencia del sistema HVDC estudiado en esta tesis en el cual el vínculo de continua corresponde a un cable de 100 km, en un sistema *back to back* este vínculo es un tramo corto de conductor; en el caso de la convertora de Melo la resistencia de este conductor es de 0.4Ω .

A.5. Sistema de control

Los convertidores poseen las siguientes consignas de control y su operación responde a la característica tensión - corriente de la Figura A.3.

- Rectificador
 - Control de la corriente DC mediante el ángulo de disparo.
 - Control de la tensión AC del lado de las válvulas mediante el *tap* del transformador.
- Inversor
 - Control de la tensión DC regulando el margen de conmutación.
 - Control de la tensión AC del lado de las válvulas mediante el *tap* del transformador.

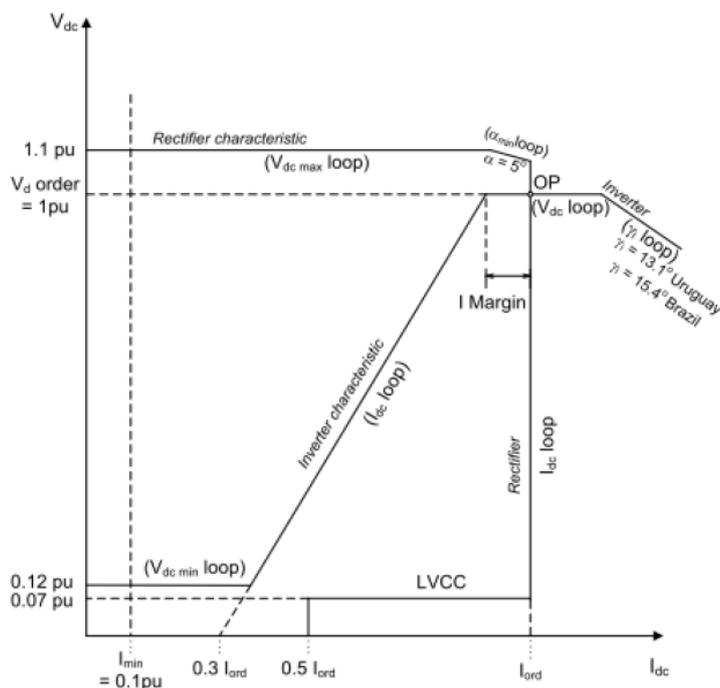


Figura A.3: Características estáticas tensión - corriente de la convertidora de Melo [35].

Se observan algunas diferencias respecto a la característica del sistema estudiado: el inversor controla tensión normalmente y no su margen de conmutación; por otra parte, la consigna de corriente del rectificador se mantiene hasta una tensión de 0.07 p.u., y luego cambia a la mitad, en lugar de decrecer linealmente como lo hace la característica del inversor. Por último, en la Tabla A.4 se presentan los rangos de los ángulos de disparo para el convertidor operando como rectificador

A.5. Sistema de control

y de los márgenes de conmutación para el convertidor operando como inversor, según sea del lado uruguayo o brasilero.

	Lado 50 Hz	Lado 60 Hz
$\alpha_{\mathbf{R}}$ máximo	69.6°	69.1°
$\alpha_{\mathbf{R}}$ mínimo	5°	5°
$\gamma_{\mathbf{I}}$ máximo	70.2°	69.8°
$\gamma_{\mathbf{I}}$ mínimo	16°	17°

Tabla A.4: Rangos de operación del ángulo de disparo para el convertidor operando como rectificador y del margen de conmutación para el que opera como inversor.

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

Apéndice B

Sistema de control de la excitación del compensador síncrono

Se presenta a continuación el código de MODELS elaborado para implementar el control de la excitación del compensador síncrono.

```
MODEL AVR_IB
DATA Fu{df1t:1},
    Un{df1t:13800},
    Tr{df1t:0.003},
    Ka{df1t:50}, Ta{df1t:0.02},
    Kf{df1t:0.092}, Tf{df1t:1.16},
    Ke{df1t:-0.06}, Te{df1t:0.57},
    A{df1t:0.00008}, B{df1t:2.1},
INPUT Vgen[1..3], VREF
OUTPUT Efd
VAR V1, V2, V3, VA, VR, EFD, EFD1, SE
    V32, VRSE, VT
INIT
    V32:=0
    VRSE:=0
ENDINIT
HISTORY
    V1{df1t:0}, V2{df1t:0}, V3{df1t:0}, VA{df1t:0},
    VR{df1t:0}, EFD{df1t:1}, EFD1{df1t:1}, SE{df1t:0}, VT{df1t:0}
EXEC
    VT:= (Vgen[1]**2+Vgen[2]**2+Vgen[3]**2)/Un
    LAPLACE(V1/VT):= (1|s0) / (1|s0 + Tr|s1)
    V2:= Vref - V1
    V32:= V2 - V3
    LAPLACE(Va/V32):= (Ka|s0) / (1|s0 + Ta|s1)
    Vr:= Va {max:1 min:-5}
    SE:= A*exp(B*Efd1)
```

Apéndice B. Sistema de control de la excitación del compensador síncrono

```
VRSE:= VR - SE
LAPLACE(Efd1/VRSE):= (1|s0) / (Ke|s0 + Te|s1)
LAPLACE(V3/Efd1):= (kf|s1) / (1|s0 + Tf|s1)
Efd:=Efd1*Fu
if t<=2*timestep then
  Efd1:=1/Fu
endif
ENDEXEC
ENDMODEL
```

Referencias

- [1] A. Gavrilovic et al. *Guide for Planning DC Links Terminating at AC System Locations Having Low Short-Circuit Capacities. Part I: AC/DC Interaction Phenomena*. CIGRÉ, 1992.
- [2] C. Horwill y col. “A new 500MW frequency converter station to exchange power between Uruguay and Brazil”. En: *2011 IEEE/PES Power Systems Conference and Exposition*. 2011, págs. 1-6. DOI: 10.1109/PSCE.2011.5772566.
- [3] *Software de simulación ATPDraw*. URL: <https://www.atpdraw.net/index.php>.
- [4] C. V. Thio, J. B. Davies y K. L. Kent. “Commutation failures in HVDC transmission systems”. En: *IEEE Transactions on Power Delivery* 11.2 (1996), págs. 946-957. DOI: 10.1109/61.489356.
- [5] A. ElMehdi, A. Momen y B. K. Johnson. “Dynamic reactive compensation requirements at the rectifier end of an LCC HVDC link connected to a weak AC system”. En: *2014 North American Power Symposium (NAPS)*. 2014, págs. 1-6.
- [6] O.B. Nayak y col. “Dynamic performance of static and synchronous compensators at an HVDC inverter bus in a very weak AC system”. En: *IEEE Transactions on Power Systems* 9.3 (1994), págs. 1350-1358. DOI: 10.1109/59.336131.
- [7] M. Szechtman, T. Wess y C. V. Thio. “A benchmark model for HVDC system studies”. En: *International Conference on AC and DC Power Transmission*. 1991, págs. 374-378.
- [8] Y. Zhuang y col. “Dynamic performance of a STATCON at an HVDC inverter feeding a very weak AC system”. En: *IEEE Transactions on Power Delivery* 11.2 (1996), págs. 958-964. DOI: 10.1109/61.489357.
- [9] H. Dai y col. “Characteristic Analysis of Reactive Power Compensation Device at HVDC Converter Station”. En: *2012 Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference*. 2012, págs. 1-5.

Referencias

- [10] Y. Wang y col. “Impact of AC System Strength on Commutation Failure at HVDC Inverter Station”. En: *2012 Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference*. 2012, págs. 1-4.
- [11] Jorge Wilson Gonzalez y col. “Feasibility of HVDC for Very Weak AC Systems with SCR below 1.5”. En: *2006 12th International Power Electronics and Motion Control Conference*. 2006, págs. 1522-1527. DOI: 10.1109/EPEPEMC.2006.4778619.
- [12] J. Burr, S. Finney y C. Booth. “Comparison of Different Technologies for Improving Commutation Failure Immunity Index for LCC HVDC in Weak AC Systems”. En: *11th IET International Conference on AC and DC Power Transmission*. 2015, págs. 1-7. DOI: 10.1049/cp.2015.0043.
- [13] Carl Barker et al. *HVDC Connecting to the future*. Alstom Grid, 2010.
- [14] Vijay K. Sood. *HVDC and FACTS controllers. Applications of Static Converters in Power Systems*. Kluwer Academic Publisher, 2004.
- [15] Kjeld Thorborg. *Power Electronics in Theory and Practice*. Studentlitteratur, 1993. ISBN: 91-44-38091-7.
- [16] Edward Wilson Kimbark. *Direct current transmission*. Wiley-INTERSCIENCE, 1971.
- [17] J. D. Ainsworth. “The Phase-Locked Oscillator - A New Control System for Controlled Static Convertors”. En: *IEEE TRANSACTIONS ON POWER APPARATUS AND SYSTEMS* (1968).
- [18] Åke Ekström y Göte Liss. “A Refined HVDC Control System”. En: *IEEE TRANSACTIONS ON POWER APPARATUS AND SYSTEMS* (1970).
- [19] César Briozzo. *Convertidores para transmisión en corriente continua y alta tensión*. 1995.
- [20] Neville R. Watson y Jeremy D. Watson. “An Overview of HVDC Technology”. En: *Energies* 13.17 (2020). ISSN: 1996-1073. DOI: 10.3390/en13174342. URL: <https://www.mdpi.com/1996-1073/13/17/4342>.
- [21] P.C.S Krishnayya et al. *IEEE Guide for Planning DC Links Terminating at AC System Locations Having Low Short-Circuit Capacities*. IEEE, 1997.
- [22] Jesús Fraile Mora. *Máquinas Eléctricas*. McGraw-Hill, 2003. ISBN: 84-481-3913-5.
- [23] Prabha Kundur. *Power System Stability and Control*. McGraw-Hill, 1994.

- [24] Narain Hingorani y Laszlo Gyugyi. *Understanding FACTS. Concepts and Technology of Flexible AC Transmission Systems*. John Wiley & Sons, INC., 2000. ISBN: 0-7803-3455-8.
- [25] Manfredo Lima y Stig L. Nilsson. “Technical Description of Static Var Compensators (SVC)”. En: *Flexible AC Transmission Systems*. 2020.
- [26] Colin Davidson y Marcio M. de Oliveira. “Technical Description of Static Compensators (STATCOM)”. En: *Flexible AC Transmission Systems*. 2020.
- [27] R. H. Park. “Two-reaction theory of synchronous machines generalized method of analysis-part I”. En: *Transactions of the American Institute of Electrical Engineers* 48.3 (1929), págs. 716-727. DOI: 10.1109/T-AIEE.1929.5055275.
- [28] László Prikler y Hans Kristian Høidalen. *ATPDRAW Users’ Manual*. 2009.
- [29] M. Szechtman, T. Wess y C. V. Thio. “First Benchmark Model for HVDC Control Studies”. En: *Electra* (1991).
- [30] V. K. Sood, V. Khatri y H. Jin. “EMTP modelling of CIGRE benchmark based HVDC transmission system operating with weak AC systems”. En: *Proceedings of International Conference on Power Electronics, Drives and Energy Systems for Industrial Growth*. Vol. 1. 1996, 426-432 vol.1.
- [31] M. O. Faruque, Yuyan Zhang y V. Dinavahi. “Detailed modeling of CIGRE HVDC benchmark system using PSCAD/EMTDC and PSB/SIMULINK”. En: *IEEE Transactions on Power Delivery* 21.1 (2006), págs. 378-387.
- [32] Nestor Felipe da Silva Guilherme Sarcinelli Luz. *First Benchmark Model for HVDC Controls in ATP program*. 2006.
- [33] Milene Oliveira de Sousa. “Análise de Faltas Em Um Sistema HVDC”. Universidade Federal de Campina Grande, 2016.
- [34] Les Hajagos et al. *IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies*. IEEE Power y Energy Society. 2016.
- [35] Graciela Calzolari y Claudio Saldaña. *Manual del modelo de la convertora de Melo en ATP*. 2018.

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

Lista de abreviaturas

AC	Corriente alterna
DC	Corriente continua
ESCR	Relación efectiva de cortocircuito
FACTS	Sistemas flexibles de corriente alterna
HVDC	Alta Tensión en Corriente Continua
LCC	Convertidor conmutado por la red
MAP	Máxima potencia disponible
MPC	Curva de máxima potencia
MMC	Convertidor multinivel modular
NPC	<i>Neutral point clamped</i> : refiere a una topología de VSC
PLL	<i>Phase locked loop</i>
PWM	Modulación por ancho de pulso
SCR	Relación de cortocircuito: cociente de la potencia de cortocircuito de un punto de la red y la potencia nominal del vínculo HVDC instalado en ese punto ¹
STATCOM	Compensador síncrono estático
SVC	Compensador estático de reactiva
TCR	Reactor controlado por tiristores
TSC	Capacitor conectado por tiristores
VDCOL	Orden límite de corriente dependiente de tensión
VSC	Convertidor de fuente de tensión

¹No confundir con la sigla SCR referida a *Silicon Controlled Rectifier*, denominación usada para los tiristores.

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

Lista de símbolos

α	Ángulo de disparo de un tiristor
β	$180^\circ - \alpha$
γ	Margen de conmutación de un tiristor
u	Ángulo de conmutación de un tiristor
t_q	Tiempo durante el cual un tiristor tiene que permanecer en bloqueo inverso para lograr desagotar todos los portadores
δ	Desfasaje entre tensión interna de una máquina síncrona o un STATCOM y la tensión del punto de la red
B_C, B_L	Admitancia capacitiva e inductiva
ΔI	Margen de corriente entre las órdenes del rectificador y el inversor
LCX	Recta de carga
I_d	Corriente media DC de un LCC
P	Potencia activa
Q	Potencia reactiva
$U, U_{AC}, U_{RS}, U_{ST}, U_{TR}$	Tensión compuesta AC
$V, V_{AC}, U_R, U_S, U_T, E$	Tensión de fase AC y FEM inducida por fase
U_d	Tensión media DC de un LCC
$X_{cc}, R_{cc}, Z_{th}, R_{th}, X_{th}$	Impedancia vista por el convertidor, R denota la parte resistiva y X la parte inductiva
X_S	Impedancia síncrona

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

Índice de tablas

2.1. Objetivos y estrategias del control [14].	20
2.2. Comparación entre convertidores conmutados por la red (LCC) y convertidores de fuente de tensión (VSC) [20].	41
5.1. Valores del equivalente Thevenin de las redes de alterna. El valor de tensión corresponde al valor eficaz nominal de la tensión compuesta.	83
5.2. Valores de los elementos que conforman el filtro tipo C de la red AC 1.	84
5.3. Valores de los elementos que conforman el filtro pasa altos de la red AC 1.	85
5.4. Valores de los elementos que conforman el filtro tipo C de la red AC 2.	85
5.5. Valores de los elementos que conforman el filtro pasa altos de la red AC 2.	85
5.6. Compensación de reactiva capacitiva fija.	85
5.7. Valores de los componentes del bus de continua junto con la inductancia de alisamiento del convertidor.	87
5.8. Atributos de la máquina síncrona ingresados al modelo SM58. . . .	92
6.1. Valores aproximados de los ángulos de disparo de los convertidores y del margen de conmutación del inversor en régimen de operación normal.	101
6.2. Efecto del cambio del SCR en la operación del Sistema HVDC. . .	102
6.3. Consigna de potencia reactiva, en convención generador, ingresada al STATCOM para los dos eventos estudiados.	126
A.1. Valores nominales de las magnitudes eléctricas relevantes en ambos lados de la conversora. En orden descendente: tensión compuesta del lado AC, tensión del bus de continua, potencia transferida y corriente por el bus de continua.	133
A.2. Datos de los transformadores de la conversora.	134
A.3. Potencia reactiva nominal provista por los filtros.	134
A.4. Rangos de operación del ángulo de disparo para el convertidor operando como rectificador y del margen de conmutación para el que opera como inversor.	137

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

Índice de figuras

2.1. Costo de las tecnologías AC y DC según la distancia de transmisión.	6
2.2. Vínculo monopolar.	7
2.3. Vínculo bipolar.	7
2.4. Vínculo homopolar.	8
2.5. Puente rectificador 6 pulsos 2 vías.	9
2.6. Tensiones de salida de un puente rectificador seis pulsos dos vías operando como rectificador (a) y como inversor (b).	11
2.7. Corriente por una fase de alimentación del puente.	12
2.8. Tensiones de salida de un puente rectificador seis pulsos dos vías operando como rectificador (a) y como inversor (b) considerando el efecto de la conmutación.	14
2.9. Tensión del terminal positivo (terminal de los cátodos comunes) del convertidor operando como inversor, en trazo continuo, junto con las tensiones de fase de la red AC.	15
2.10. Tensiones ánodo-cátodo de los tiristores T_5 y T_1 durante la conmutación del primero al segundo en funcionamiento como inversor, junto con las tensiones compuestas de la red AC.	15
2.11. Puente rectificador de 12 pulsos.	16
2.12. Tensión de salida en un convertidor de 12 pulsos.	17
2.13. Corriente alterna por una fase en un convertidor de 12 pulsos.	17
2.14. Configuración clásica del sistema HVDC.	18
2.15. Modelo de la configuración de un sistema HVDC.	20
2.16. Característica corriente - tensión del sistema.	22
2.17. Característica corriente - tensión del sistema cuando baja la tensión del lado de alterna del inversor.	23
2.18. Característica α_{min} del rectificador. Para una misma tensión U_{d01} (tensión de la red AC adyacente constante) el rectificador puede controlar la corriente modificando el ángulo de disparo α . Sin embargo, para aumentar la corriente se tiene un valor mínimo de α a partir del cual empieza a operar manteniendo este ángulo constante.	24
2.19. Característica α_{min} del rectificador con una tensión U_{d01}^* menor. Al tener una gran subtensión del lado de AC del rectificador éste intenta disminuir el α hasta su valor mínimo sin lograr exitosamente mantener la corriente. Esto se manifiesta en que no existe un punto de intersección con la característica del inversor.	25

Índice de figuras

2.20. Característica α_{min} del rectificador con una tensión U_{d01}^* menor, característica corriente constante del inversor. Al tener una caída de tensión del rectificador, éste pasa a controlar el ángulo de disparo en su valor mínimo y el control de corriente queda a cargo del inversor, con una consina de corriente $I_{di} = I_{dr} - \Delta I$	25
2.21. Modificaciones a la curva tensión - corriente.	27
2.22. Límites a la curva tensión - corriente.	27
2.23. Circuito básico de un PLL obtenido de [17].	29
2.24. Circuito de un PLL y de sus señales de control obtenidos de [18].	30
2.25. Esquema de control de voltaje constante de válvulas del rectificador (<i>“Constant valve winding control”</i>).	31
2.26. Esquema de control de ángulo mínimo de disparo del rectificador.	32
2.27. Esquema de control de voltaje constante de válvulas del inversor (<i>“Constant valve winding control”</i>).	33
2.28. Control del límite del margen de conmutación del inversor.	33
2.29. Control de margen de conmutación constante (<i>Constant Extinction Angle</i>).	34
2.31. Circuito y respuesta en frecuencia del filtro sintonizado.	37
2.32. Circuitos y respuesta en frecuencia de las impedancias de filtros amortiguados.	37
2.33. Circuito equivalente de la red AC y del convertidor operando como inversor.	39
2.34. Ángulo de conmutación y margen de conmutación en función de la tensión compuesta de la red.	39
2.35. Gráfica comparativa de las distintas llaves disponibles según capacidad de bloqueo de tensión, conducción de corriente y frecuencia de conmutación [20].	40
3.1. Circuito durante la conmutación de corriente del tiristor 1 al 3.	44
3.2. Evolución de la corriente en el tiristor 3 durante la conmutación.	46
3.3. Tensión de salida de un inversor cuando ocurre una disminución de la tensión de la red AC y tiene como consecuencia una falla de conmutación.	47
3.4. Curvas de máxima potencia y tensión AC en función de la corriente DC para SCR=3 y SCR=2. Figura adaptada de [21].	49
3.5. Evolución de tensiones y corrientes AC durante la ocurrencia de una falla de conmutación en la convertidora de Melo.	50
3.6. Evolución de la corriente DC durante la ocurrencia de una falla de conmutación en la convertidora de Melo.	51
4.1. Modelo eléctrico monofásico básico de una máquina síncrona.	54
4.2. Diagrama fasorial de una máquina síncrona.	54
4.3. Diagrama fasorial de una máquina síncrona operando como compensador de reactiva.	55
4.4. Circuito básico de un TCR.	57

4.5. Tensión aplicada al TCR en azul junto con la corriente que consumida para un ángulo de disparo menor a 90° (naranja) y para un ángulo mayor a 90° , $\alpha = 130^\circ$ (amarilla).	57
4.6. Tensión aplicada al TCR en azul junto con la corriente consumida para un ángulo de $\alpha = 130^\circ$ (naranja) y la forma de onda de la componente fundamental de esta corriente.	58
4.8. Circuito básico de un TSC.	60
4.9. Formas de onda de tensión y corriente de un TSC. Figuras adaptadas de [24].	61
4.10. Circuito básico de un TCR-TSC.	62
4.11. Potencia reactiva consumida por un TCR-TSC en función de la reactiva demandada. Figura adaptada de [24].	63
4.12. Zonas de operación en el plano corriente-tensión de un TCR-TSC.	63
4.13. Característica tensión corriente estática del SVC.	64
4.14. Diagrama de bloques del control de un SVC. Figura adaptada de [24].	65
4.15. Estructura básica de un VSC.	66
4.16. Circuito de un VSC trifásico de dos estados.	67
4.17. Formas de onda de las tensiones de salida de un VSC de dos estados.	68
4.18. Rama de un VSC trifásico de tres niveles del tipo NPC.	69
4.19. Señales de referencia utilizadas para efectuar la modulación por ancho de pulso de cada rama del inversor.	70
4.20. Tensiones de salida del inversor trifásico de dos estados controlado por pwm sinusoidal.	70
4.21. Tensión compuesta a - b de salida del inversor trifásico de dos estados controlado por pwm sinusoidal.	71
4.22. Circuito de una fase de MMC de siete niveles.	72
4.23. Forma de onda de la tensión de salida de fase de un MMC de siete niveles.	72
4.24. Análogo mecánico de un MMC de siete niveles.	72
4.25. Circuito trifásico de un STATCOM en base a convertidores MMC de siete niveles con conexionado en estrella.	73
4.26. Control indirecto de la tensión de salida del STATCOM	75
4.27. Control directo de la tensión de salida del STATCOM. Caso genérico en el que también puede haber intercambio de potencia activa.	76
4.28. Característica tensión corriente estática del STATCOM.	77
4.29. Diagrama de bloques del control de tensión del STATCOM.	78
4.30. Diagrama de bloques del STATCOM.	78
4.31. Diagrama de bloques del control del convertidor del STATCOM.	79
5.1. Diagrama unifilar del sistema HVDC estudiado.	82
5.2. Equivalente Thevenin de la red de alterna denominada 1, correspondiente al convertidor operando como rectificador.	83
5.3. Equivalente Thevenin de la red de alterna denominada 1, correspondiente al convertidor operando como rectificador.	83
5.4. Filtro AC pasa altos.	84
5.5. Filtro AC tipo C.	84

Índice de figuras

5.6. Respuesta en frecuencia de las impedancias de los filtros de la red AC 1.	85
5.7. Convertidor operando como rectificador en ATPDraw.	86
5.8. Diagrama de bloques del control del sistema HVDC.	87
5.9. Diagrama de bloques del control del rectificador implementado en ATPDraw.	88
5.10. Resultado de la implementación de la función VDCOL en el control del inversor.	88
5.11. Diagrama de bloques del control del inversor implementado en ATPDraw.	89
5.12. Característica tensión - corriente del control del convertidor.	90
5.13. Diagrama de bloques del sistema de control de excitación.	93
5.14. Esquemático de ATPDraw de una máquina síncrona con un sistema de control de excitación implementado sólo con MODELS.	93
5.15. Modelo en ATPDraw de un compensador estático.	94
5.16. Modelo en ATPDraw de un compensador síncrono estático.	96
6.1. Tensión y corriente DC cuando el sistema opera en régimen normal.	98
6.2. Tensión de continua en régimen de operación normal.	99
6.3. Corriente de continua en régimen de operación normal.	99
6.4. Corriente de alterna a la entrada del rectificador en régimen de operación normal.	100
6.5. Flujo de potencia del inversor con la red AC.	101
6.6. Tensión AC en la barra del inversor, tensión DC del inversor, corriente DC, y ángulo de disparo del rectificador en el caso en que el SCR pasa de 2,5 a un valor de 2,26.	103
6.7. Tensión AC en la barra del inversor, tensión DC, corriente DC, orden de corriente y ángulo de disparo del rectificador en el caso en que el SCR pasa de 2,5 a un valor de 2,15.	104
6.8. Corrientes por tres tiristores de un mismo grupo de conmutación cuando el SCR pasa a un valor de 2,06 y ocurre una falla de conmutación.	105
6.9. Tensión DC, corriente DC, orden de corriente y potencia activa en el caso en que el SCR pasa de 2,5 a un valor de 2,06.	106
6.10. Ángulo de disparo del rectificador y margen de conmutación del inversor en el caso en que el SCR pasa de 2,5 a un valor de 2,06.	107
6.11. Tensión AC, tensión DC, corriente DC y orden de corriente en el caso en que el SCR pasa a un valor de 1,89.	108
6.12. Ángulo de disparo del rectificador y margen de conmutación del inversor en el caso en que el SCR pasa a un valor de 1,89.	109
6.13. Evolución de las tensiones AC y DC en el caso de la conexión de un capacitor en la barra del inversor.	110
6.14. Evolución del valor RMS de la tensión en el inversor.	111
6.15. Evolución de la corriente DC y del ángulo de disparo del rectificador en el caso de la conexión de un capacitor en la barra del inversor.	111

6.16. Tensión DC del lado del inversor cuando se da un cambio en el SCR a 2.06 y la conexión de un nuevo banco de capacitores.	113
6.17. Tensión DC del lado del inversor cuando se da un cambio en el SCR a 1.89 y la conexión de un nuevo banco de capacitores.	114
6.18. Evolución de las tensiones AC y DC en el pasaje a un SCR de 2,06 sin y con el efecto de un compensador síncrono.	116
6.19. Evolución de la tensión DC en el pasaje a un SCR de 1.89 sin y con el efecto de un compensador síncrono.	117
6.20. Evolución de la potencia reactiva por fase entregada por el compensador síncrono en el pasaje a un SCR de 2,06.	118
6.21. Evolución de la potencia reactiva por fase entregada por el compensador síncrono en el pasaje a un SCR de 1,89.	118
6.22. Valor RMS de la tensión AC de fase frente a la conexión de un capacitor sin y con el efecto del compensador síncrono.	119
6.23. Evolución de la potencia reactiva por fase entregada por el compensador síncrono en la conexión de un capacitor.	120
6.24. Evolución de las tensiones AC y DC en el pasaje a un SCR de 2.06 sin y con el efecto del SVC.	122
6.25. Evolución de la orden de ángulo del TCR en el pasaje de un SCR de 2.5 a 2.06.	123
6.26. Valor RMS de la tensión AC de fase frente a la conexión de un capacitor sin y con el efecto del SVC.	124
6.27. Evolución de la corriente consumida por el TCR del SVC junto con su ángulo de disparo cuando se da la conexión del capacitor.	125
6.28. Evolución de la potencia reactiva por fase consumida por el SVC cuando se da la conexión del capacitor.	125
6.29. Evolución de las tensiones AC y DC en el pasaje a un SCR de 1.89 sin y con el efecto de un STATCOM.	127
6.30. Evolución de la tensión DC en el pasaje a un SCR de 1.75 con el efecto de un STATCOM.	128
6.31. Valor RMS de la tensión AC de fase frente a la conexión de un capacitor sin y con el efecto del STATCOM.	129
A.1. Circuito de uno de los filtros sintonizados de Melo. Las frecuencias sintonizadas son las correspondientes a los armónicos 11, 14 y 24 en 50 Hz.	135
A.2. Respuesta en frecuencia de uno de los filtros de Melo del lado de 50 Hz.	135
A.3. Características estáticas tensión - corriente de la convertora de Melo [35].	136

Esta es la última página.
Compilado el sábado 2 abril, 2022.
<http://iie.fing.edu.uy/>