

Calidad de la Energía Eléctrica

Manuel Pérez Donación

Universidad de Vigo



CAPÍTULO 8

Equipamiento FACTS y HVDC

8.1. FACTS (*Flexible Alternating Current Transmission System*).

Flexible Alternating Current Transmission System (FACTS), es un equipamiento estático usado, entre otras aplicaciones, para la mejora del transporte de energía eléctrica de corriente alterna. Estos dispositivos permiten reforzar el control e incrementar la capacidad de transferencia de potencia. Se trata, generalmente, de dispositivos basados en la electrónica de potencia.

En su expresión más general, el concepto FACTS se basa en la incorporación de dispositivos y métodos de electrónica de potencia en el lado de alta tensión de la red, para hacerla electrónicamente controlable. FACTS parece una forma de capitalizar los grandes avances que han tenido lugar en el área de electrónica de potencia de alta tensión y elevada corriente con el objetivo de incrementar el control de los flujos de potencia en el lado de alta tensión de la red, tanto durante el funcionamiento en régimen permanente como en condiciones transitorias.

Así, un controlador FACTS, se puede definir como un sistema basado en la electrónica de potencia y otro equipamiento estático, que proporciona el control de uno o más parámetros del sistema de transporte de CA, proporcionando una elevada flexibilidad del sistema eléctrico de transporte, entendiendo como tal, la capacidad para adaptarse a las modificaciones en el propio sistema eléctrico de transporte, o en las condiciones de operación, manteniendo unos márgenes suficientes de estado permanente y transitorio.

La tecnología **FACTS** contiene una colección de controladores, que se pueden usar individualmente o de forma coordinada con otros controles instalados en la red, permitiendo así un mayor aprovechamiento de las características de control de la red.

El potencial de la tecnología **FACTS** se basa en la posibilidad de controlar la ruta del flujo de potencia y la posibilidad de conectar redes que no se encuentran adecuadamente interconectadas, facilitando la posibilidad de realizar un transvase (comercio) de energía entre agentes distantes.

Las siguientes características, resumen las principales ventajas de los dispositivos FACTS:

- Permiten un mayor control sobre el flujo de potencia, dirigiéndolo a través de rutas predeterminadas.
- Hacen posible el funcionamiento a niveles de carga seguros (sin sobrecargas) cerca de los límites térmicos de las líneas de transporte.
- Una mayor capacidad de transporte de potencia entre áreas controladas, reduciendo así, de forma considerable, el margen de reserva.
- El incremento de la seguridad del sistema por incremento del límite de estabilidad transitoria.
- El amortiguamiento de las oscilaciones del sistema que dañan el equipo y limitan la capacidad disponible.
- Dan respuesta a los cambios en las condiciones de fase de la red y controlan en tiempo real el flujo de potencia.
- Proporcionan la flexibilidad de la red para instalar nuevas plantas generadoras.
- Proporcionan seguridad en las conexiones a través de líneas de unión entre empresas y áreas vecinas.
- Gran flexibilidad en los tres estados de funcionamiento trifásico del sistema: pre-falta, falta y post-falta y capacidad para controlar el estado transitorio y el impacto de fase en el estado de post-falta.

Dependiendo del tipo de conexión a la red de los dispositivos **FACTS**, se pueden diferenciar cuatro categorías:

- Controladores serie
- Controladores derivación
- Controladores serie-serie
- Controladores serie-derivación

Dependiendo de características tecnológicas, los dispositivos **FACTS** se pueden dividir en dos generaciones:

- Primera generación: usan tiristores (SCR), con el cebado controlado por puerta.
- Segunda generación: utilizan semiconductores con el cebado y el apagado controlados por puerta (GTO's , MCTS , IGBTs , IGCTs, etc).

Tabla 8.1. Dispositivos FACTS de la primera generación y sus atributos de control

Dispositivo FACTS	Atributos de control
Primera Generación	
Static Var Compensator, SVC (TCR,TSC,TRS)	Control de tensión y estabilidad, compensación de VARs, amortiguación de oscilaciones
Thyristor Controlled Series Compensations (TCSC,TSSC)	Control de corriente, amortiguación de oscilaciones, estabilidad transitoria, dinámica y de tensión, limitación de la corriente de falta
Thyristor Controlled Series Reactor (TCSR,TSSC)	Control de corriente, amortiguación de oscilaciones, estabilidad transitoria, dinámica y de tensión, limitación de la corriente de falta
Thyristor Controlled Phase Shifting Transformer (TCPST,TCPR)	Control de la potencia activa, amortiguación de oscilaciones, estabilidad transitoria, dinámica y de tensión
Thyristor Controlled Voltage Regulator (TCVR)	Control de potencia reactiva, control de tensión, amortiguación de oscilaciones, estabilidad transitoria, dinámica y de tensión
Thyristor Controlled Voltage Limited (TCVL)	Límites transitorios y dinámicos de la tensión

Tabla 8.2. Dispositivos FACTS de la segunda generación y sus atributos de control

Dispositivos FACTS	Atributos de control
Segunda Generación	
Synchronous Static Compensator (STATCOM sin almacenamiento)	Control de tensión, compensación de VARs, amortiguación de oscilaciones, estabilidad de tensión
Synchronous Static Compensator (STATCOM con almacenamiento)	Control de tensión y estabilidad, compensación de VARs, amortiguación de oscilaciones, estabilidad transitoria, dinámica y de tensión
Static Synchronous Series Compensator (STATCOM sin almacenamiento)	Control de corriente, amortiguación de oscilaciones, estabilidad transitoria, dinámica y de tensión, limitación de la corriente de falta
Static Synchronous Series Compensator (STATCOM con almacenamiento)	Control de corriente, amortiguación de oscilaciones, estabilidad transitoria, dinámica y de tensión
Unified Power Flow Controller (UPFC)	Control de potencia activa y reactiva, control de tensión, compensación de VARs, amortiguación de oscilaciones, estabilidad transitoria, dinámica y de tensión, limitación de la corriente de falta
Interline Power Flow Controller (IPFC) o Back to Back (BtB)	Control de potencia reactiva, control de tensión, compensación de VARs, amortiguación de oscilaciones, estabilidad transitoria, dinámica y de tensión

Los beneficios técnicos de utilizar dispositivos FACTS en los sistemas eléctricos de transporte, se pueden resumir como sigue:

- Mejor utilización de las ventajas de los sistemas de transporte existentes.
- Incremento de la fiabilidad y disponibilidad del sistema de transporte
- Incremento de la estabilidad transitoria y dinámica de la red
- Incremento de la calidad de suministro para la industrias sensibles
- Beneficios Medioambientales.

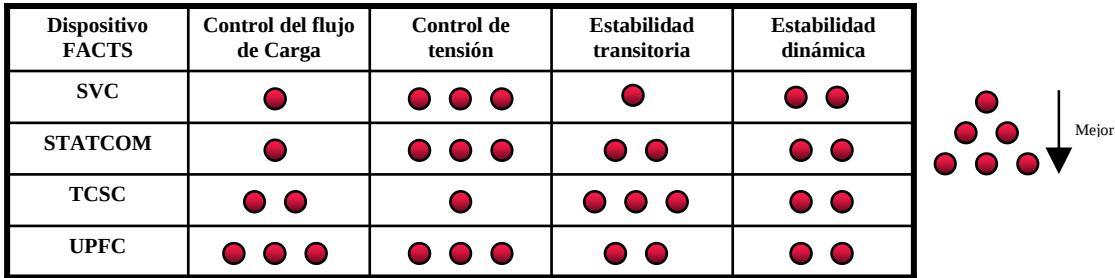


Figura 8.1. Comparativa de las características técnicas de diferentes dispositivos FACTS

Muchas de las ideas y experiencias sobre las cuales se asientan los equipamientos FACTS, se desarrollaron durante un período de tiempo de muchas décadas. Entre estas, se encuentra la experiencia que se ha obtenido con el transporte en corriente continua de alta tensión (*High Voltage Direct Current*, *HVDC*) y la compensación electrónica de potencia reactiva. No obstante, FACTS, como filosofía integrada, es un concepto que ha producido sus frutos durante los ochenta en el EPRI.

Existen tres factores principales que se deben considerar antes de instalar un dispositivo FACTS:

- El tipo de dispositivo
- La capacidad requerida
- La localización que optimice el funcionamiento del dispositivo.

De los tres factores, el último es de gran importancia, debido a que el efecto deseado y las características propias del sistema dependen en buena medida de la localización del FACTS.

Por otra parte, los pasos previos para la instalación de un dispositivo FACTS son, básicamente, los siguientes:

- El primer paso siempre debiera ser el realizar un estudio detallado de la red para investigar las condiciones críticas de la red o de las conexiones de las redes. Estas condiciones deben incluir: riesgos de problemas de tensión o incluso colapsos de tensión, flujos de potencia no deseados, así como la capacidad para asumir las oscilaciones de potencia y resonancias subsíncronas.
- Para una red estable, la utilización optimizada de las líneas de transporte – por ejemplo, se debiera investigar el posible incremento de la capacidad de transporte
- Si existe un potencial para mejorar el sistema de transporte, bien a través de reforzar la estabilidad o la capacidad de transferencia de energía, se debe determinar el dispositivo FACTS apropiado y sus requerimientos nominales necesarios
- Basándose en esta información técnica, se debe desarrollar un estudio económico para comparar el coste de los dispositivos FACTS o de las soluciones convencionales con los beneficios previstos.

La nueva realidad de hacer que la red de potencia se controle electrónicamente, ha venido a modificar la forma de pensar y, también, los procedimientos que se tenían en la planificación y funcionamiento de las redes de transporte y distribución en muchas partes del mundo. Las fuerzas que conducen estas tendencias son la desregulación de los mercados mundiales de electricidad, el desarrollo de los procesos productivos

que requieren fuentes de energía libres de perturbaciones (por ejemplo, fabricación de laminas de plástico o de semiconductores), y requerimientos medioambientales. Asimismo, es preciso enfatizar la importancia que supone una eficiente transmisión y consumo de electricidad, lo cual a veces aconseja tomar ciertas medidas como pueden ser, por ejemplo, la instalación de líneas de transporte adicionales.

La capacidad del sistema de transporte de transmitir potencia se encuentra directamente influenciada por una o más de las siguientes limitaciones permanentes y dinámicas:

- Estabilidad angular
- Magnitud de tensión
- Límites térmicos
- Estabilidad transitoria
- Estabilidad dinámica

El flujo de potencia en cualquier punto a lo largo de una línea de transporte siempre se puede encontrar si se conocen o se pueden calcular la tensión, la corriente y el factor de potencia. Con todo ello, la potencia activa transferida entre dos barras, se puede expresar de forma simple mediante la ecuación (8.1).

$$P = \frac{V_s \cdot V_r}{X_{eq}} \cdot \sin \delta \quad (8.1)$$

donde:

$V_s = |V_s| \angle \delta$ es la tensión en el terminal emisor (barra s)

$V_r = |V_r| \angle 0^\circ$ es la tensión en el terminal receptor (barra r)

X_{eq} es la reactancia equivalente entre emisor y receptor (entre la barra s y la barra r)

Análogamente, la potencia reactiva recibida en el terminal receptor (barra r), vendrá dada por la ecuación (8.2).

$$Q = \frac{V_r}{X_{eq}} (V_s \cdot \cos \delta - V_r) \quad (8.2)$$

Observando las ecuaciones (8.1) y (8.2), se puede deducir que un incremento en δ causa un cambio mayor en P que en Q cuando δ es pequeño. Esta diferencia se explica cuando se reconoce que $\sin \delta$ cambia ampliamente pero $\cos \delta$ cambia solamente en una pequeña cantidad con el cambio de δ cuando δ es menor de 10 ó 15°.

Dos tipos de aplicaciones de la electrónica de potencia a los sistemas eléctricos, se encuentran perfectamente definidas:

- La mayoría del control de potencia activa y reactiva
- La mejora de la calidad de potencia

Se pueden destacar dos tipos de beneficios:

- Beneficios en el transporte de Alta Tensión mediante la instalación de equipamiento FACTS
- Beneficios en la distribución de baja tensión por la instalación del equipamiento de potencia habitual.

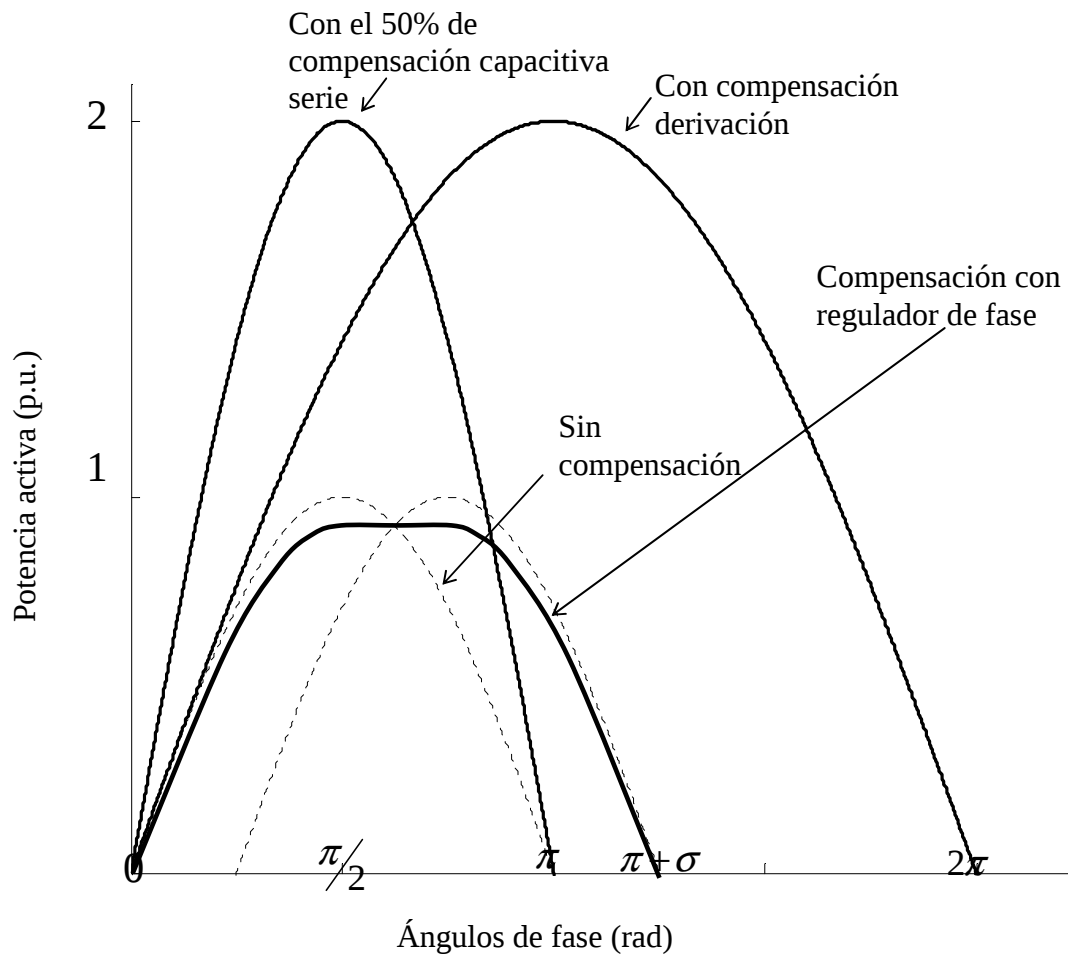


Figura 8.2. Gráfica representativa de la potencia activa en función del ángulo de fase para diferentes tipos de compensación.

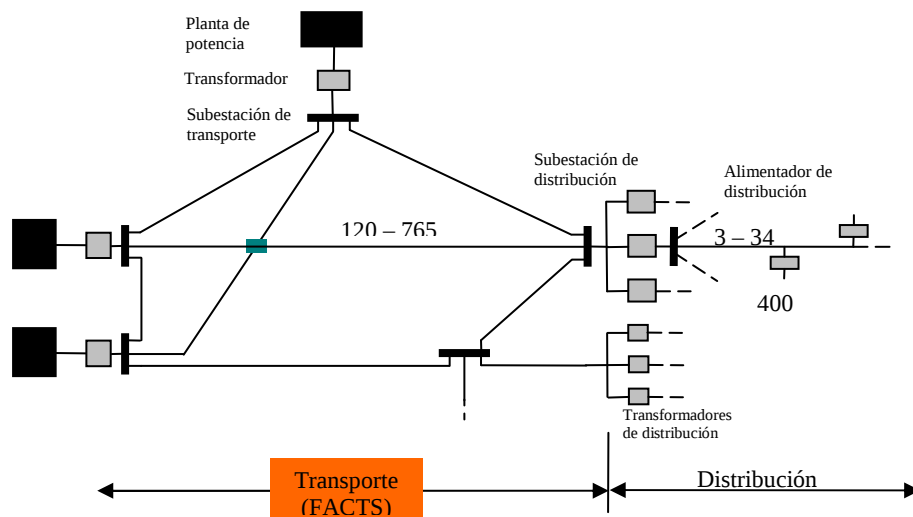
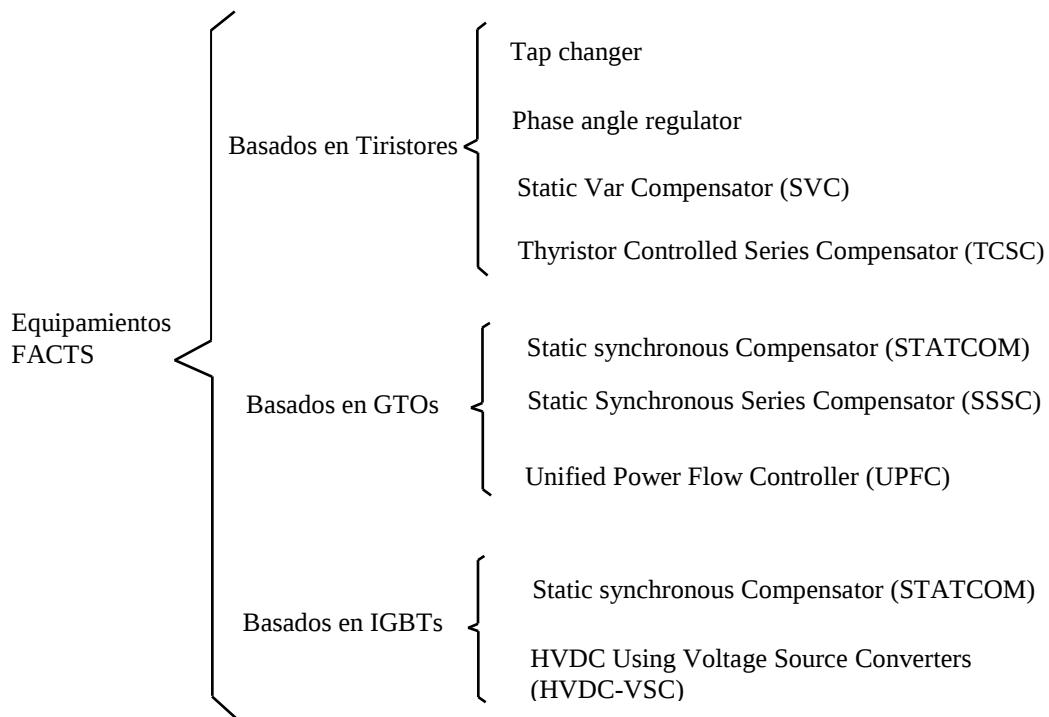


Figura 8.3. Esquema de un sistema de transporte y distribución con la indicación de la zona de influencia del equipamiento FACTS.

A continuación, se puede ver una clasificación de los equipamientos FACTS en función del tipo de dispositivo semiconductor que generalmente se utiliza:



8.2. Compensación de potencia reactiva en sistemas de transmisión

Uno de los problemas habituales en ingeniería eléctrica resulta de la necesidad en introducir en la red eléctrica, bajo determinadas circunstancias, elementos que controlen la potencia reactiva. Una aplicación típica sería la de la corrección del factor de potencia de consumos, en la que se pone en paralelo con la carga un elemento que genere (o consuma) parte de la reactiva consumida (o generada) por la carga. De esta forma, el factor de potencia del conjunto formado por la carga más el elemento de compensación es mayor que el de la carga sola. Las ventajas de la compensación son:

- Aumento de la capacidad de transporte y dimensionado adecuado de la instalación, debido a la disminución en el valor eficaz de la intensidad consumida por el conjunto carga más equipo de compensación
- Reducción de las pérdidas
- Mantenimiento de la tensión, debido a la relación existente entre la reactiva y la tensión
- Ahorro en facturación, según la legislación española actual la compañía distribuidora puede aplicarle al cliente un recargo en la facturación si su consumo de reactiva supera unos determinados valores.

Habitualmente el factor de potencia se corrige poniendo en paralelo con la carga a compensar, generalmente inductiva, una batería de condensadores fija. No obstante, estos elementos no están exentos de inconvenientes, como por ejemplo:

- La potencia reactiva depende de la tensión
- Son elementos sensibles a los armónicos, ya que su impedancia disminuye con la frecuencia.
- Su inclusión en la red puede provocar resonancias con los elementos inductivos existentes en ella.
- Su envejecimiento afecta la potencia reactiva que son capaces de generar.
- Influyen en la estabilidad de las máquinas eléctricas presentes en la red.

Cuando se desea que la energía reactiva generada por los condensadores se adapte al posible comportamiento variable de la carga, es normal encontrar baterías de condensadores divididas en varios escalones de generación gobernados por elementos mecánicos como interruptores. Sin embargo, y a pesar de su sencillez, la división en escalones tiene fundamentalmente los siguientes inconvenientes:

- La capacidad de adaptación al comportamiento de la carga depende del número de escalones disponibles, los cuales no suelen ser numerosos por razones tecnológicas y económicas.
- La corriente de conexión de una batería de condensadores puede alcanzar valores considerables.

- La utilización de elementos mecánicos para la conexión de las capacidades significa una limitación en cuanto a la velocidad de actuación y vida útil.

Un elemento que se ha venido aplicando para obtener una regulación continua de reactiva, tanto generada como consumida, es el condensador síncrono. Se trata de un motor síncrono funcionando en vacío, de forma que, si se actúa sobre su excitación, éste se comporta como una carga inductiva si está subexcitada, o como una carga capacitiva si está sobreexcitado. Las características del condensador síncrono son:

- La regulación de la potencia reactiva es muy fácil y progresiva, pudiendo compensar tanto cargas inductivas como capacitivas, tanto en régimen estático como transitorio.
- A pesar de su marcha en vacío, el compensador síncrono absorbe una potencia activa apreciable debido a las pérdidas mecánicas.
- Su instalación implica considerables gastos de montaje y mantenimiento.

En muchos países el incremento de la potencia consumida conduce a sistemas de potencia más grandes e interconectados. Estos sistemas complejos constan de todo tipo de equipamiento eléctrico, tales como plantas de generación, líneas de transporte, transformadores intercambiadores, cables, etc, sin olvidarnos de los consumidores.

Ya que la potencia se genera, generalmente, en aquellas áreas con pequeña demanda, el sistema de transporte y distribución tiene que proporcionar la interconexión entre la generación de potencia y los centros de carga.

A donde quiera que se transporte potencia, se aplican los siguientes requerimientos básicos:

- El transporte de potencia debe ser económico
- El riesgo de que el sistema de potencia falle debe ser bajo
- La calidad de potencia suministrada debe ser alta

Sin embargo, los sistemas de transporte no se comportan de forma ideal. Los sistemas reaccionan dinámicamente a los cambios en la potencia activa y reactiva, influyendo en la magnitud y forma de onda de la tensión de los sistemas de potencia. Entre algunos de los ejemplos que reflejan las circunstancias que se pueden dar, se pueden citar los siguientes:

- Una desconexión de carga al final de una línea de transporte de gran longitud provocará altas sobretensiones al final de la línea. Sin embargo, si se conecta una carga elevada a la misma línea se provocará una reducción de la tensión en su extremo.
- El transporte de potencia reactiva a través de la red produce pérdidas adicionales y limita el transporte de potencia activa a través de las líneas y cables.
- La distribución del flujo de carga sobre líneas paralelas constituye a menudo un problema ya que una línea podría resultar sobrecargada por encima de su límite mientras que otra solamente lleva la mitad o menos de su corriente nominal. Tales condiciones de funcionamiento limitan la cantidad de potencia activa que se puede transmitir.
- En algunos sistemas la conexión y/o la desconexión de cargas puede conducir a que el sistema de potencia oscile lo cual, si no se amortiguan instantáneamente, puede desestabilizar completamente el sistema de distribución y entonces provocar el “Black out”.

La compensación de potencia reactiva elimina estos y algunos otros problemas. Con la finalidad de encontrar la mejor solución para un problema específico en una red determinada, se llevan a cabo estudios de simulación del comportamiento del sistema condiciones de funcionamiento normales y continuas y, también, en condiciones transitorias. Se pueden llevar a cabo simulaciones digitales y también analógicas utilizando analizadores de redes.

8.2.1. Compensación paralela

La compensación paralela, se define como cualquier tipo de compensación de potencia reactiva que emplea bien unidades conmutadas o controladas, las cuales se conectan a un nudo del sistema de potencia en paralelo con la red de transporte.

En muchas ocasiones la compensación conmutada (reactancias, bancos de condensadores o filtros) pueden proporcionar una solución económica a la compensación de potencia reactiva usando dispositivos de conmutación convencionales. Entre algunos de los sistemas que se pueden utilizar para realizar una compensación paralela de la potencia reactiva, se encuentran los siguientes:

- El compensador estático de potencia reactiva (*Static VAR compensator SVC*)
- STATCOM (*Static Synchronous Compensator*).

Existen, básicamente, tres tipos de compensadores de potencia reactiva (SVC):

- Reactancias controladas por tiristores (TCR)
- Capacidades conmutadas por tiristores (TSC)
- Compensadores basados en inversores PWM

8.2.1.1. Reactancias controladas por tiristores (TCR)

Las reactancias controladas por tiristor (*Thyristor-Controlled Reactor, TCR*), funcionan como reactancias variables y pueden demandar o no VA inductivos. La principal misión de este elemento es la de conseguir una regulación continua y rápida de la potencia reactiva consumida por una bobina. El esquema de un TCR (ver Figura 8.4) está formado por una bobina L y un convertidor CA/CA compuesto por dos tiristores en antiparalelo. En este caso, a la electrónica de potencia se le aplica un control de fase, de forma que se regula el valor eficaz de la corriente que circula a través de la reactancia. Dependiendo de cada caso concreto puede haber necesidad de VA inductivos o capacitivos; por lo que, se suele utilizar el TCR en paralelo con condensadores.

Los tiristores T_1 y T_2 , conducirán alternativamente cada medio ciclo de la frecuencia de suministro. En función del ángulo de disparo de los tiristores, se controlará la susceptancia correspondiente a la bobina lineal.

Si en vez de realizar un control de fase, los tiristores se emplean como si fuesen un interruptor estático, la configuración descrita recibe el nombre de bobina conmutada por tiristores o *Thyristor Switched Reactor* (TSR). Para minimizar los transitorios de desconexión el instante más favorable sería cuando la tensión de alimentación alcanzase su nivel máximo o mínimo. Otra alternativa podría ser la de utilizar los tiristores para controlar la intensidad de una batería de condensadores, no obstante, el aplicar el control de fase sobre capacidades ocasionaría fuertes corrientes de conexión que tendrían que soportar los propios tiristores, además de la dificultad que esto originaría en el control.

Al aplicar el control de fase sobre los tiristores, se consigue que vayan conduciendo alternativamente de forma que la intensidad resultante es una sucesión de transitorios sobre un conjunto RL. Esto es lo que se puede ver en la figura 8.5, donde a partir de un instante definido por el ángulo de disparo α se inicia la conducción de cada uno de los tiristores T_1 y T_2 .

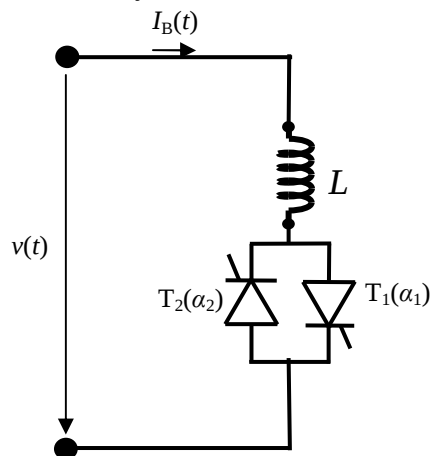


Figura 8.4 . Esquema de un TCR monofásico

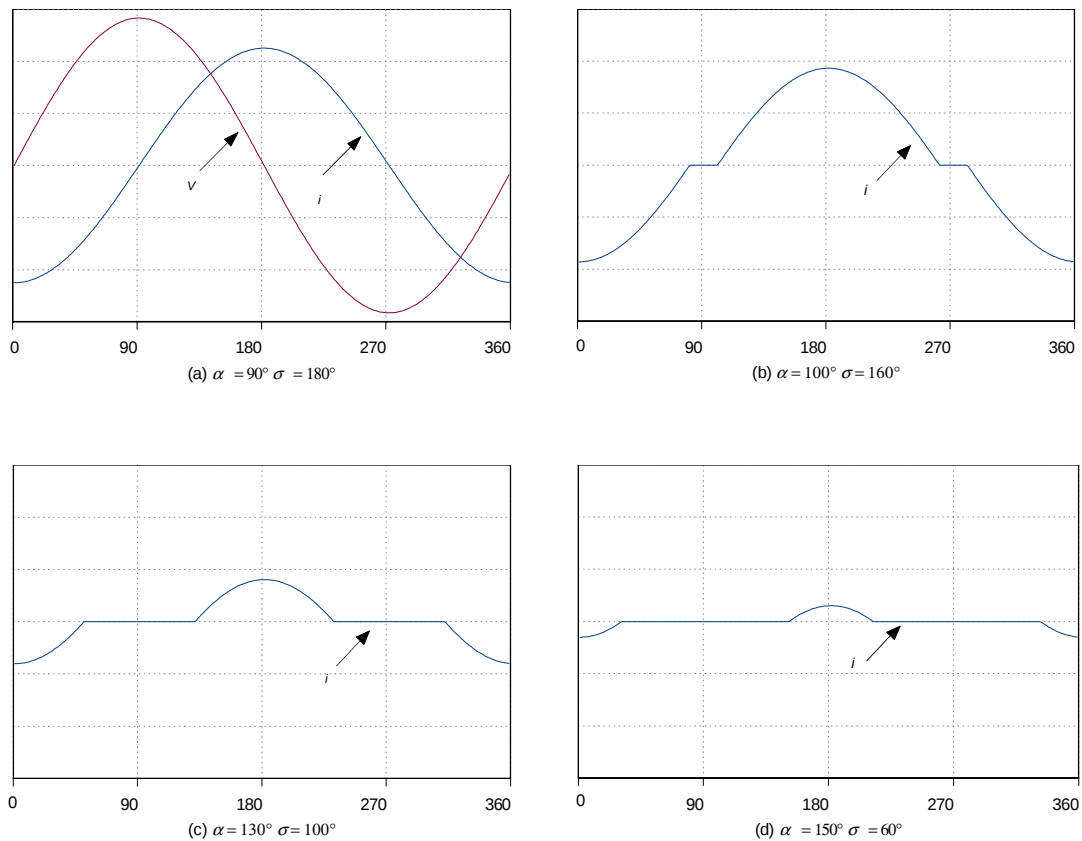


Figura 8.5. Representación gráfica de las ondas de tensión y corriente en un TCR monofásico para diferentes valores de α y σ y con $v(t) = \sqrt{2}V\text{sen}\omega t$

Donde:

$$\begin{aligned}\sigma &= 2(\pi - \alpha) \\ \pi/2 &< \alpha < \pi \\ 0 &< \sigma < \pi\end{aligned}$$

Un incremento α de $\pi/2$ ocasiona que la onda de corriente del TCR se vuelva no sinusoidal, reduciéndose la magnitud de su componente de frecuencia fundamental.

En cuanto a las configuraciones trifásicas, sólo el TCR merece un estudio particular en cuanto a los armónicos o el margen de funcionamiento, ya que tanto el TSR como el TSC tienen un comportamiento fácilmente deducible. En las figuras 8.6 y 8.7, se pueden ver las posibles configuraciones trifásicas (estrella y triángulo, respectivamente) de un TCR, aunque es habitual que la configuración empleada sea en triángulo.

Si se supone un sistema de tensiones sinusoidales, trifásico y equilibrado y además todos los tiristores se disparan con el mismo ángulo, las intensidades de línea presentan las siguientes características:

- Sólo hay armónicos impares
- El caso de una configuración en estrella con neutro aislado, no existen componentes armónicas homopolares ($h = 3, 9, 15, \dots$), en cambio, si la conexión es en estrella con neutro sí que aparecen dichas componentes.
- En el caso de configuración en triángulo, los armónicos homopolares en la intensidad de línea son nulos

El margen de variación del ángulo de disparo en la configuración en triángulo o en estrella con neutro es idéntico al del caso monofásico, ya que el funcionamiento de cada una de las ramas es independiente, de forma que se puede estudiar como si fuesen tres ramas monofásicas. De esta forma, el margen de variación sería: $\varphi (\approx \pi/2) < \alpha < \pi$. Por ese mismo motivo, las formas de onda por fase, que no las de

ambas configuraciones, son idénticas y, por lo tanto, la evolución de la componente fundamental de la intensidad en función del ángulo de disparo es la misma.

La corriente instantánea de un TCR viene dada por la siguiente expresión (8.3):

$$i_B(t) = \begin{cases} \frac{1}{L} \int_{\alpha}^{\omega t} \sqrt{2} V \sin \omega t dt = \frac{\sqrt{2} \cdot V}{\omega L} (\cos \alpha - \cos \omega t) & \text{Para } \alpha \leq \omega t \leq \alpha + \sigma \text{ y } 0 \text{ en los} \\ \text{demás casos.} \end{cases} \quad (8.3)$$

Por otra parte, aplicando el análisis de Fourier se obtiene la expresión (8.4), para la corriente a la frecuencia fundamental.

$$I_{Bf1} = \frac{V}{j\omega L \pi} [2(\pi - \alpha) + \sin 2\alpha] \quad (8.4)$$

Y (8.5) para la corriente correspondiente a los diferentes armónicos impares.

$$I_{Bh} = \frac{4V}{j\omega L \pi} \left[\frac{\sin(h+1)\alpha}{2(h+1)} + \frac{\sin(h-1)\alpha}{2(h-1)} - \cos \alpha \frac{\sinh \alpha}{h} \right] \text{ donde: } h = 3, 5, 7, 9, 11, 13, \dots \quad (8.5)$$

Así pues, bajo condiciones de funcionamiento equilibrado, los armónicos “triplen” no alcanzarán la red; por lo tanto, sólo lo pueden hacer los armónicos $h=5, 7, 11, 13, \dots$. Por otra parte, realizando las conexiones adecuadas a través de los secundarios de los transformadores de conexión a la red, se pueden eliminar los armónicos $h=5$ y $h=7$, con ello los armónicos de orden más bajo que alcanzan la red, son $h=11$ y $h=13$, los cuales se pueden eliminar mediante un filtro de sintonización doble ($f=550$ Hz y $f=650$ Hz).

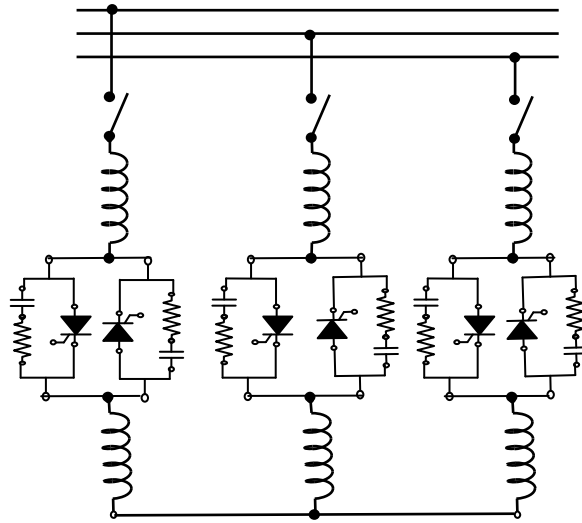


Figura 8.6. Esquema representativo de un TCR trifásico conectado en estrella.

Actuando sobre el ángulo de disparo de los tiristores se puede modificar la componente fundamental de la corriente absorbida y, por lo tanto, varía la potencia reactiva absorbida. La ecuación (8.6) expresa la potencia reactiva por fase:

$$Q_f = V_f \cdot I_{L1} \quad (8.6)$$

Si los tiristores se disparan en el instante en el que la tensión es máxima o mínima, según corresponda habrá circulación de corriente por la inductancia durante todo el ciclo. Si se retrasa el ángulo de disparo la corriente circulará durante un tiempo inferior al período. El efecto del retraso en el disparo es que la componente fundamental de la corriente disminuye, esto es equivalente a un incremento en la reactancia, ya que se cumple por fase la ecuación (8.7).

$$V_f = L_f \cdot \omega \cdot I_{L1} \quad (8.7)$$

El TCR se comporta como una susceptancia variable en lo que a la componente fundamental se refiere. Las consecuencias que ocasiona un retraso en el ángulo de disparo de los tiristores son: la disminución de pérdidas en los mismos y que la corriente tiene mayores componentes armónicas, resultando menos senoidal.

Si los disparos de los tiristores tienen el mismo retraso, la corriente tendrá todos los armónicos de orden impar y su valor eficaz vendrá dado por la ecuación (8.8).

Debido a la presencia del tercer armónico y de sus múltiplos, se suele montar el TCR en triángulo (Fig. 8.7) en lugar de en estrella, con la finalidad de que estos armónicos circulen por el triángulo y no aparezcan en la corriente de línea.

$$I_n = \frac{4 \cdot V}{\pi \cdot X_L} \left[\frac{\sin(n+1)}{2 \cdot (n+1)} \alpha - \frac{\sin(n-1)}{2 \cdot (n-1)} \alpha - \cos(\alpha) \frac{\sin(n \cdot \alpha)}{n} \right]; \quad n = 3, 5, 7, 9, \dots \quad (8.8)$$

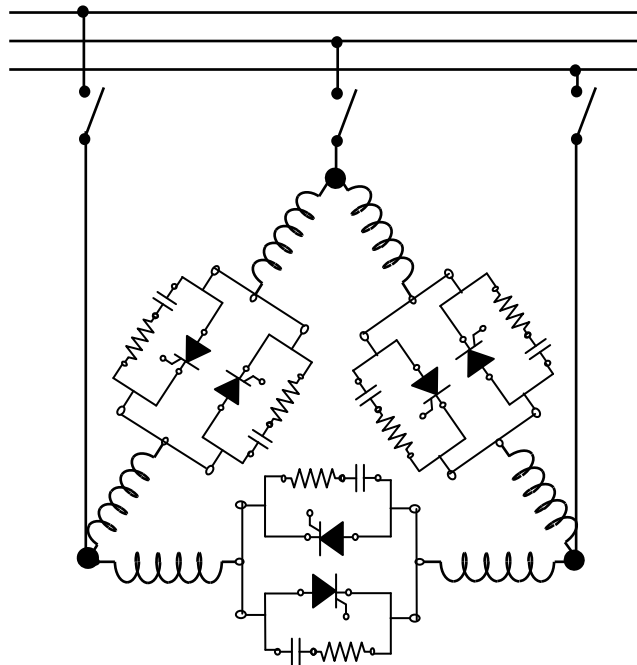


Figura 8.7. Esquema representativo de un TCR trifásico conectado en triángulo.

El control, está basado en la identificación de la potencia reactiva fundamental y a partir de ahí, con control analógico o digital, se determinan los ángulos de disparo de los tiristores.

Los inconvenientes que plantea este sistema, son los siguientes:

- Hacen la conmutación de los tiristores a frecuencia de red (apagado natural), mientras que tienen que reaccionar a las frecuencias bajas del parpadeo o flicker.
- Generan armónicos que dependen del nivel de potencia reactiva fundamental, y no puede ser cambiada con conmutación natural.

Para evitar este problema, se están desarrollando reactancias conmutadas por modulación de anchura de pulsos consiguiendo, de esta manera, que las corrientes inductivas se aproximen bien a las componentes fundamentales de corriente.

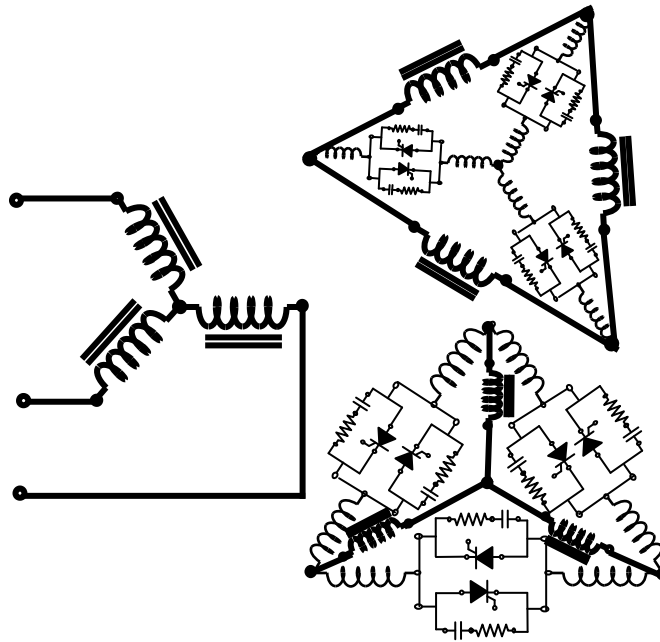


Figura 8.8. Esquema de montaje de un TCR de 12 pulsos

8.2.1.2. Condensadores conmutados por tiristores (TSC)

El esquema del condensador conmutado por tiristor o (*Thyristor Switched Capacitor TSC*), representa la configuración más sencilla de la utilización de dispositivos electrónicos de potencia en el control de reactiva. Este elemento está formado por un interruptor de estado sólido en serie con un condensador o batería de condensadores. Así pues, los TSC se basan en la conexión o desconexión de bancos de condensadores a la red, a través de dos tiristores conectados en antiparalelo, que actúan como interruptores bidireccionales (Figura 8.8).

En la figura 8.8, se muestra un interruptor de estado sólido formado por dos tiristores (T_1 y T_2) en antiparalelo. De forma que, para conectar el condensador (C) se disparan los dos tiristores al mismo tiempo empezando a conducir tan pronto estén polarizados positivamente. Para la desconexión se anula la señal de disparo y los tiristores se apagarán en el instante en que la corriente que los atraviesa cruce por cero. En serie con el condensador es habitual encontrar, como se puede ver en la figura 8.10, una bobina ya sea para limitar la derivada de la intensidad $di(t)/dt$ y así proteger a los tiristores, o bien, para crear un filtro sintonizado a una determinada frecuencia. La actuación del interruptor estático es prácticamente instantánea, por consiguiente, se puede elegir como instante de conexión aquel en que el valor de la tensión de alimentación provoque la menor corriente transitoria.

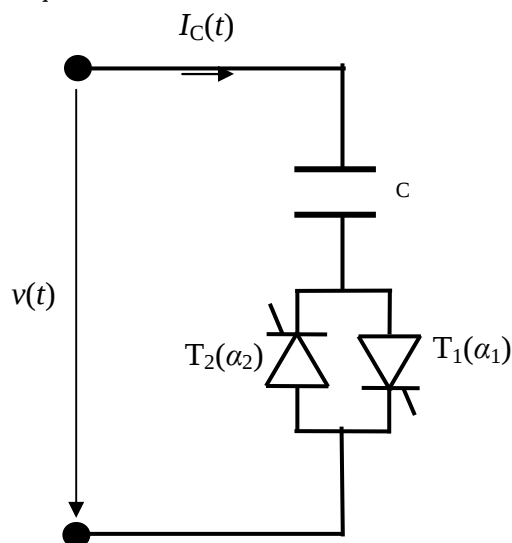


Figura 8.8 . Esquema básico de un TSC monofásico

Esencialmente los condensadores son un medio de suministrar VARs en el punto de instalación. Los bancos de condensadores es conveniente que se puedan activar o desactivar automáticamente en función de la demanda de carga. Cuando están en paralelo con una carga que tiene un factor de potencia en atraso, los condensadores suministran una parte o la totalidad de la potencia reactiva que demanda la carga. Por todo ello, los condensadores reducen la corriente de línea necesaria para alimentar la carga, disminuyendo a su vez la caída de tensión en la línea, a medida que se mejora el factor de potencia. Teniendo en cuenta que los condensadores disminuyen los requerimientos de potencia reactiva a suministrar por los generadores, a la salida existe una mayor potencia real disponible.

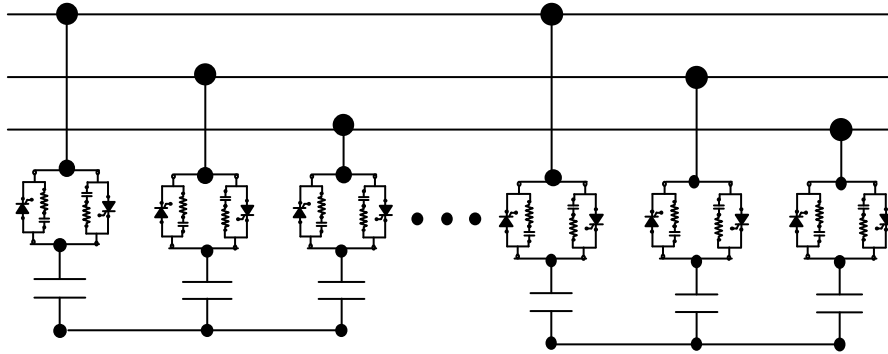


Figura 8.9. Esquema representativo de condensadores conmutados por tiristores (TSC).

Para variar la potencia reactiva en pequeños escalones es preciso disponer de bancos de condensadores de pequeña capacidad, conectando o desconectando, por intermedio de los tiristores, los condensadores que sean precisos. El control utilizado normalmente es el integral.

Con la finalidad de evitar sobrecorrientes, se debe hacer entrar al tiristor correspondiente en conducción en el instante adecuado de máxima tensión de red. En la práctica y con el fin de limitar la corriente en el instante de encendido de los tiristores, se suelen conectar pequeñas inductancias en serie con los condensadores.

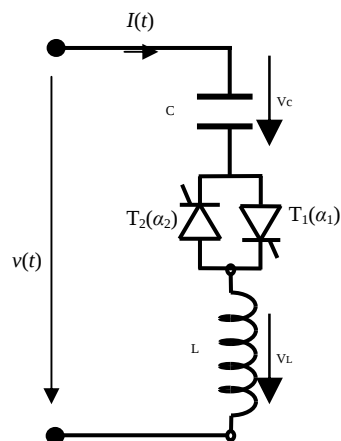


Figura 8.10 . Esquema básico de un TSC monofásico con bobina

8.2.2. Compensador estático de potencia reactiva

Si en las aplicaciones en las que hay una necesidad de un consumo o generación variable de potencia reactiva, se utilizan equipos basados en elementos electromecánicos, se limita en gran medida su utilización. Esta situación cambia en el momento en el que se introduce la electrónica de potencia en el diseño de estos equipos, apareciendo así el concepto del Compensador Estático de Potencia Reactiva o *Static Var Compensator* (SVC) cuyo funcionamiento se basa en la utilización de tiristores conjuntamente con condensadores y bobinas. A continuación se describirán cuales son los principios de funcionamiento de los SVC, así como sus configuraciones más habituales y posibles aplicaciones.

Decir que los compensadores estáticos de potencia reactiva (*Static Var Compensators, SVC*), *Figura 8.11*, son los dispositivos FACTS más importantes y se ha usado a lo largo de los años para mejorar económicamente las líneas de transporte resolviendo problemas de tensión dinámica. La precisión, disponibilidad y rápida respuesta, permite al SVC proporcionar un mejor funcionamiento en régimen permanente y en el control de la tensión transitoria si se compara con las clásicas compensaciones derivación. Los SVCs se usan también para amortiguar las oscilaciones de potencia, mejorar la estabilidad transitoria y reducir las pérdidas del sistema mediante la optimización del control de potencia reactiva.

Los SVCs, se comportan como fuentes pasivas de potencia reactiva a la frecuencia fundamental. Se consigue una mejora de la calidad de la red mediante la regulación de la tensión. Su uso está justificado, especialmente, para la compensación de flicker.

En comparación con la compensación de potencia reactiva conmutada mecánicamente, la compensación controlada por un SVC, ofrece las ventajas de que se puede realizar un control rápido y dinámico de la potencia reactiva dentro de unos márgenes muy estrechos, manteniendo así el balance de potencia reactiva.

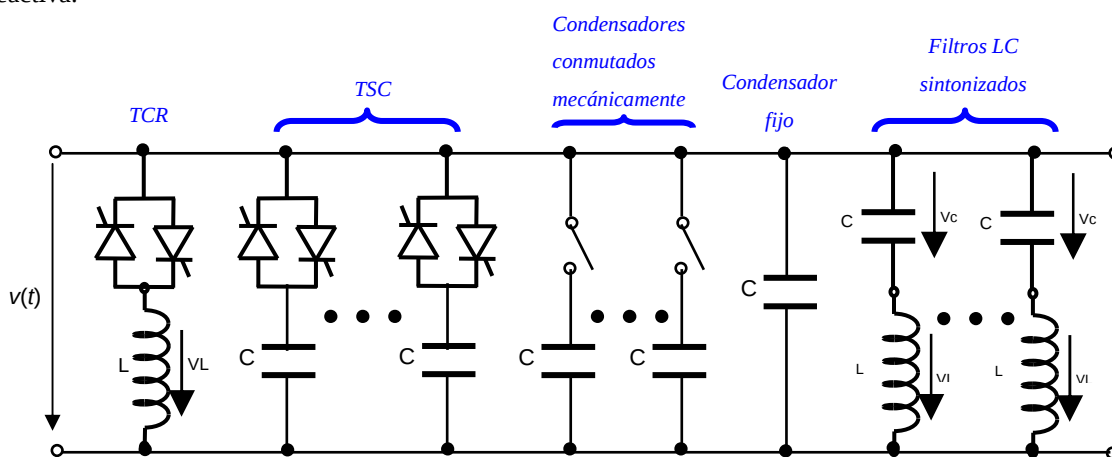


Figura 8.11. Esquema eléctrico por fase de un SVC

En general un SVC puede estar compuesto por todos o algunos de los elementos mostrados en la figura 8.11. De esta forma, el SVC tiene un comportamiento capacitivo o inductivo en función del estado de operación de las distintas unidades de capacidad: TSC o bancos de condensadores controlados mecánicamente y TCR, así como de la dimensión de los condensadores fijos, ya sea en bancos de condensadores o filtros LC. La utilización de unidades TSC en paralelo con el TCR permite disminuir su inductancia para el funcionamiento capacitivo, ya que el TCR sólo tendría que cubrir el salto de reactiva entre dos escalones del TSC. Al reducir el tamaño del TCR también disminuirían los armónicos inyectados por éste a la red.

La inclusión de filtros LC, ya sea sintonizados a un determinado armónico o bien paso-bajo, sirven para evitar que parte de los armónicos generados en el TCR se transmitan a la red. Con objeto de reducir los armónicos emitidos por el SVC también se pueden emplear estrategias como las del rectificador de 12 pulsos, dividiendo el SVC en dos y conectando cada parte a un transformador YY e YD.

Los bancos de condensadores, o inductancias, accionados mecánicamente pueden trabajar como unidades de reactiva de reserva que entrarían en funcionamiento en aquellas condiciones más severas para el control realizado por el SVC.

En su forma más simple, un SVC consta de un banco de condensadores individualmente conmutados conjuntamente con una bobina al aire, o con núcleo de hierro, controlada por tiristores, *Thyristor Controlled Reactor (TCR)*. Mediante la modulación del ángulo de fase de conmutación de los tiristores se puede controlar el SVC y tener una velocidad de respuesta casi instantánea, la bobina se puede conmutar de forma variable en el circuito y proporcionar así una inyección, (o absorción), continuamente variable de MVar, a la red eléctrica, lo cual permite regular la tensión en el punto de conexión.

Cuando un SVC se interconecta a un sistema de transporte, tiene que:

- (i) funcionar a la frecuencia de la línea, y
- (ii) Producir un conjunto de tensiones senoidales equilibradas.

Entonces, un **SVC** acoplado a un sistema de transporte, tiene sólo **dos grados de libertad controlados**- puede variar la magnitud y el ángulo de fase de su tensión de salida relativa a la tensión del sistema.

Los dos grados de libertad del SVC se pueden planificar para controlar el libre intercambio de potencia activa y reactiva con el sistema de transporte. La cantidad de potencia reactiva intercambiada está limitada únicamente por la capacidad de corriente de los interruptores del convertidor y por la capacidad de los condensadores y bobinas que conforman el SVC, mientras que la potencia activa tiene que ser suministrada desde la línea y enviada a los terminales DC del convertidor, como se muestra simbólicamente en la figura 8.12.

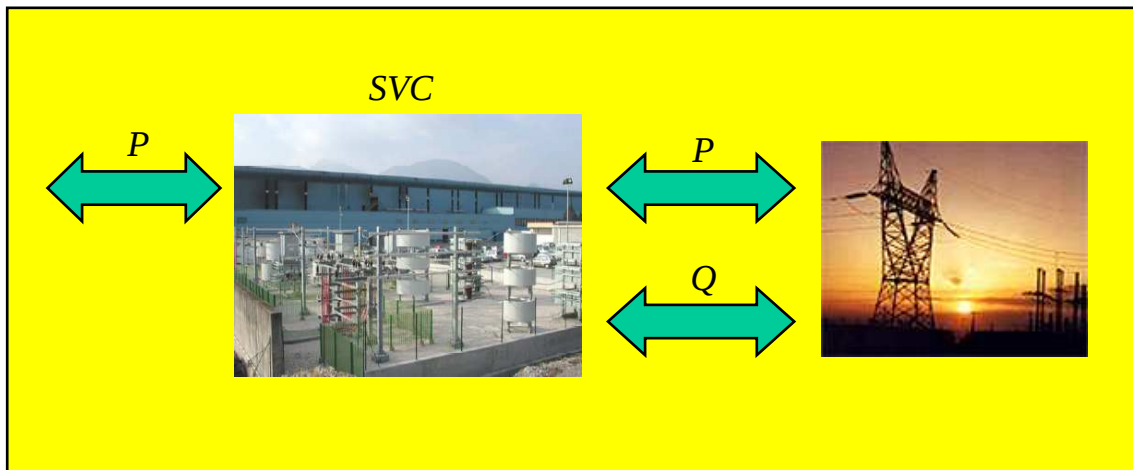


Figura 8.12. Esquema simbólico del intercambio de P y Q de un SVC conectado a una línea de transporte

Así pues, los problemas que puede resolver la utilización de SVCs en sistemas de alta tensión son los siguientes:

- Control de la tensión
- Control de la potencia reactiva
- Limitación de las sobretensiones provocadas por la desconexión de cargas
- Mejorar la estabilidad de los sistemas de corriente alterna
- Amortiguar las oscilaciones de potencia
- Incrementar la capacidad de transmisión
- Reducción de carga por reducción de tensión
- Amortiguación de las oscilaciones subsíncronas.

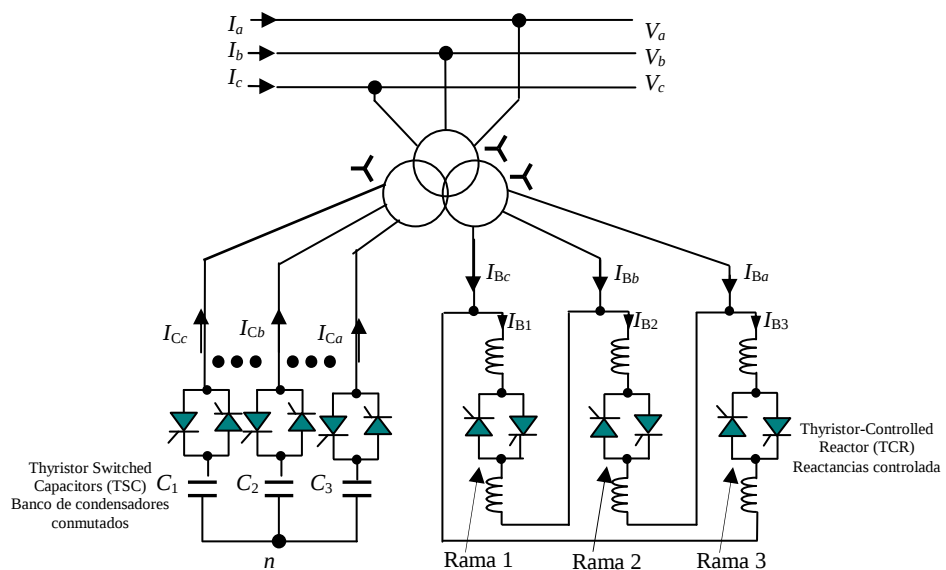


Figura 8.13. Representación esquemática de un compensador estático de potencia reactiva (Static VAR Compensator, SVC)

En la Figura 8.13, se puede ver la representación esquemática de un SVC trifásico. La configuración típica de un SVC trifásico consiste de un cierto número de condensadores fijos o bien conmutados por tiristores (*Thyristor Switched Capacitors, TSC*), distribuidos de forma equilibrada por cada fase y un conjunto de reactancias controladas por tiristores (*Thyristor-Controlled Reactor, TCR*), distribuidas también por cada fase. Como se puede ver en la Figura 8.13, ambos conjuntos de TSC y TCR, se pueden conectar a través de los dos secundarios de un transformador de tres devanados. El TSC proporciona cambios escalonados de la capacidad conectada en paralelo mientras que el TCR proporciona un control continuo de la reactancia equivalente en paralelo. El SVC puede funcionar para controlar la potencia reactiva o para el control en lazo cerrado de la tensión de alterna (AC), para lo cual se mide la tensión de línea en el punto de conexión y se compara con el valor de referencia, proporcionando una señal de error que se pasa a un controlador PI (proporcional-integral), para generar el valor de la susceptancia requerida, la cual se transmite a una característica de admitancia no lineal para determinar el ángulo de disparo de los tiristores del TCR y para establecer el número de etapas de TSC que se necesitan conectar. El ángulo de disparo se pasa a la puerta del generador de pulsos el cual genera el pulso de disparo para el TCR. Se usa un transformador de tres devanados para interconectar el SVC a la alta tensión. El transformador tiene dos devanados secundarios idénticos: uno se usa para la conexión del TCR de seis pulsos y el otro para la conexión del banco trifásico de condensadores conmutados (TSC). En caso de utilizar la conexión estrella para los secundarios, los puntos neutros de ambas estrellas serán flotantes. Para la conexión de los TCRs también se podría utilizar un secundario conectado en triángulo.

Con los condensadores aportamos el grueso de la energía reactiva y con las reactancias controladas por tiristores conseguimos un control mas fino pudiendo controlar el consumo de estas mediante el ángulo de disparo de los tiristores. Así pues, el control grueso de tensión está proporcionado por el TSC, mientras que el TCR proporciona un control más fino. Conmutando la bobina dentro del circuito se inyectan armónicos impares no deseados y normalmente son los bancos de filtros de alta potencia los que proporcionan una forma de onda suave. Ya que los filtros en si mismos son capacitivos, ellos también contribuyen a la inyección de MVAr en la red.

Otros desarrollos prácticos son también bobinas conmutadas por tiristores y condensadores conmutados por tiristores.

Un controlador en lazo cerrado proporciona la regulación de tensión. Es normal disponer de un control de supervisión remota, además de los usuales ajustes manuales del conjunto de las tensiones

La ventaja principal de los SVCs sobre los esquemas de compensación simple conmutada mecánicamente es la respuesta casi instantánea de los SVCs a los cambios en la tensión del sistema. Por esta razón, a menudo operan próximos a su punto cero con el fin de maximizar las reservas de MVAr que ellos pueden proporcionar rápidamente cuando sean necesarias.

Son en general más baratos y requieren menos mantenimiento que los esquemas de compensación dinámica tales como compensadores síncronos.

Para obtener el modelo correspondiente a un SVC, se va a realizar primero el análisis correspondiente a la rama del TCR para, seguidamente, realizar el análisis para la rama TSC.

El análisis se realiza considerando que se han eliminado todos los armónicos; por lo que, el sistema funciona a la frecuencia fundamental.

Si sólo se considera la componente fundamental de la intensidad en el TCR, se puede interpretar la variación de la intensidad con el ángulo de disparo como si se dispusiese de una susceptancia (B_e), (o inductancia L_e), variable función del ángulo de disparo de los tiristores α , por la que circula una corriente igual a la componente fundamental de la corriente $i_B(t)$, expresión (8.3). Entonces la ecuación (8.4), se puede expresar por la ecuación (8.9) para el caso de un TCR monofásico como el representado en la figura 8.4.

$$I_B = -jB_e V \quad (8.9)$$

$$\text{Donde: } B_e = \frac{2(\pi - \alpha) + \sin 2\alpha}{\pi \omega L} \quad (8.10)$$

Para el caso de un TCR trifásico como el de la figura (8.13), aplicando la ecuación (8.9) a cada una de las fases, se tiene:

$$\begin{bmatrix} I_{B1} \\ I_{B2} \\ I_{B3} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -jB_{e1} & 0 & 0 \\ 0 & -jB_{e2} & 0 \\ 0 & 0 & -jB_{e3} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ V_3 \end{bmatrix} \quad (8.11)$$

Y las matrices de conectividad para las fases a,b y c:

$$\begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ V_3 \end{bmatrix} = \frac{(\pi/6)}{\sqrt{3}} \begin{bmatrix} 1 & -1 & 0 \\ 0 & 1 & -1 \\ -1 & 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} \quad (8.12)$$

$$\begin{bmatrix} I_{Ba} \\ I_{Bb} \\ I_{Bc} \end{bmatrix} = \frac{(-\pi/6)}{\sqrt{3}} \begin{bmatrix} 1 & 0 & -1 \\ -1 & 1 & 0 \\ 0 & -1 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{B1} \\ I_{B2} \\ I_{B3} \end{bmatrix} \quad (8.13)$$

Si se sustituye la ecuación (8.12) en la ecuación (8.11) y el resultado en la ecuación (8.13), se obtiene el siguiente modelo para el circuito equivalente de un TCR de seis pulsos:

$$\begin{bmatrix} I_{Ba} \\ I_{Bb} \\ I_{Bc} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} -j(B_{e1} + B_{e3}) & jB_{e1} & jB_{e3} \\ jB_{e1} & -j(B_{e1} + B_{e2}) & jB_{e2} \\ jB_{e3} & jB_{e2} & -j(B_{e2} + B_{e3}) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} \quad (8.14)$$

En el caso de que las tres ramas del TCR tengan iguales las susceptancias equivalentes, $B_{e1} = B_{e2} = B_{e3} = B_e$ lo cual dependerá del propio diseño del dispositivo, se tendrá:

$$\begin{bmatrix} I_{Ba} \\ I_{Bb} \\ I_{Bc} \end{bmatrix} = j \frac{1}{3} B_e \begin{bmatrix} -2 & 1 & 1 \\ 1 & -2 & 1 \\ 1 & 1 & -2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} \quad (8.15)$$

Usando el eje de referencia permitido por el concepto de las componentes simétrica, se puede obtener una representación alternativa. Las tres componentes de secuencia, secuencia directa (d), secuencia inversa (i) y secuencia homopolar (h), se encuentran asociadas con tres circuitos trifásicos. La transformación de coordenadas de fase a coordenadas de secuencia se realiza aplicando la matriz de las componentes simétricas [a] y su inversa a la ecuación (8.14), proporcionando el siguiente resultado:

$$\begin{bmatrix} I_{Bh} \\ I_{Bd} \\ I_{Bi} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & -jB_e & 0 \\ 0 & 0 & -jB_e \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_h \\ V_d \\ V_i \end{bmatrix} \quad (8.16)$$

Si el TCR se conecta a la red a través del secundario de un transformador en triángulo, entonces la corriente de secuencia homopolar no podrá circular hacia la red. Los circuitos de secuencia directa e inversa, presentan iguales impedancias (susceptancias) a la circulación de sus respectivas corrientes. Por otra parte, como se puede ver en la ecuación (8.16), las tres secuencias se encuentran desacopladas, lo cual no sucedería si se aplicasen las componentes simétricas a la ecuación (8.14), con $B_{e1} \neq B_{e2} \neq B_{e3}$, en vez de hacerlo a la ecuación (8.15).

No obstante, si en TCR de seis pulsos se pueden suponer iguales las admitancias equivalentes, entonces la representación de la secuencia directa, será:

$$I_{Bd} = -jB_e V_d \quad (8.17)$$

Esta representación se corresponde con el comportamiento del TCR monofásico mostrado en la figura (8.5a), dado por la ecuación (8.9).

La admitancia nodal del banco de condensadores conmutados (TSC), en coordenadas de fase, se puede expresar con representación explícita del punto de la estrella, el cual no está colocado a tierra. Sin embargo, es mas ventajoso aplicar una reducción de Kron para obtener un circuito equivalente reducido, donde únicamente los parámetros de fase a,b y c se representan explícitamente.

En el caso más general, cuando $B_{C1} \neq B_{C2} \neq B_{C3}$, y después de aplicar la reducción de Kron, el modelo equivalente reducido del banco de condensadores es:

$$\begin{bmatrix} I_{Ca} \\ I_{Cb} \\ I_{Cc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} j \left(B_{C1} - \frac{B_{C1}^2}{\Delta B_C} \right) & -j \frac{B_{C2} B_{C1}}{\Delta B_C} & -j \frac{B_{C3} B_{C1}}{\Delta B_C} \\ -j \frac{B_{C1} B_{C2}}{\Delta B_C} & j \left(B_{C2} - \frac{B_{C2}^2}{\Delta B_C} \right) & -j \frac{B_{C3} B_{C2}}{\Delta B_C} \\ -j \frac{B_{C1} B_{C3}}{\Delta B_C} & -j \frac{B_{C2} B_{C3}}{\Delta B_C} & j \left(B_{C3} - \frac{B_{C3}^2}{\Delta B_C} \right) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} \quad (8.18)$$

Donde:

$$\begin{aligned} \Delta B_C &= B_{C1} + B_{C2} + B_{C3} \\ B_{C1} &= \omega C_1 \\ B_{C2} &= \omega C_2 \\ B_{C3} &= \omega C_3 \end{aligned} \quad (8.19)$$

Si las susceptancias equivalentes de las tres ramas del banco de condensadores, son iguales ($B_{C1} = B_{C2} = B_{C3} = B_C$), entonces la ecuación (8.18), se simplifica de la manera indicada en la ecuación (8.20).

$$\begin{bmatrix} I_{Ca} \\ I_{Cb} \\ I_{Cc} \end{bmatrix} = j \frac{1}{3} B_C \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} \quad (8.20)$$

Para obtener la expresión más general de las coordenadas de fase de un SVC trifásico de seis pulsos que tuviese en cuenta un posible desequilibrio, habría que tener en cuenta de forma conjunta las ecuaciones (8.14) y (8.18); no obstante, si se considera equilibrio en las diferentes ramas tanto del TCR como en el banco de condensadores controlados (TSC), se podrán combinar las ecuaciones simplificadas (8.15) y (8.20), resultando la ecuación (8.21) correspondiente al modelo equivalente aproximado del SVC en coordenadas de fase.

$$\begin{bmatrix} I_{SVCa} \\ I_{SVCb} \\ I_{SVCc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} I_{Ca} \\ I_{Cb} \\ I_{Cc} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} I_{Ba} \\ I_{Bb} \\ I_{Bc} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} j (B_C - B_e) \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} \quad (8.21)$$

En el sistema de referencia de las componentes simétricas, se tendría:

$$\begin{bmatrix} I_{SVCh} \\ I_{SVCd} \\ I_{SVCi} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & j(B_C - B_e) & 0 \\ 0 & 0 & j(B_C - B_e) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_h \\ V_d \\ V_i \end{bmatrix} \quad (8.22)$$

La impedancia de los circuitos de secuencia directa e inversa es la misma y la corriente de secuencia homopolar ha de circular por el propio SVC ya que el neutro del banco de condensadores no está conectado a tierra. Siempre que el SVC por construcción sea equilibrado y su funcionamiento también lo sea, entonces solamente tiene interés la representación de la componente de secuencia directa, la cual sirve también como modelo representativo de un SVC monofásico:

$$I_{SVCd} = j B_{SVC} V_d \quad (8.23)$$

Donde:

$$B_{SVC} = B_C - B_e = \frac{1}{X_C X_L} \left\{ X_L - \frac{X_C}{\pi} [2(\pi - \alpha)] + \sin 2\alpha \right\}$$

$$X_L = \omega L$$

$$X_C = \frac{1}{\omega C}$$

C es la capacidad de las baterías en funcionamiento.

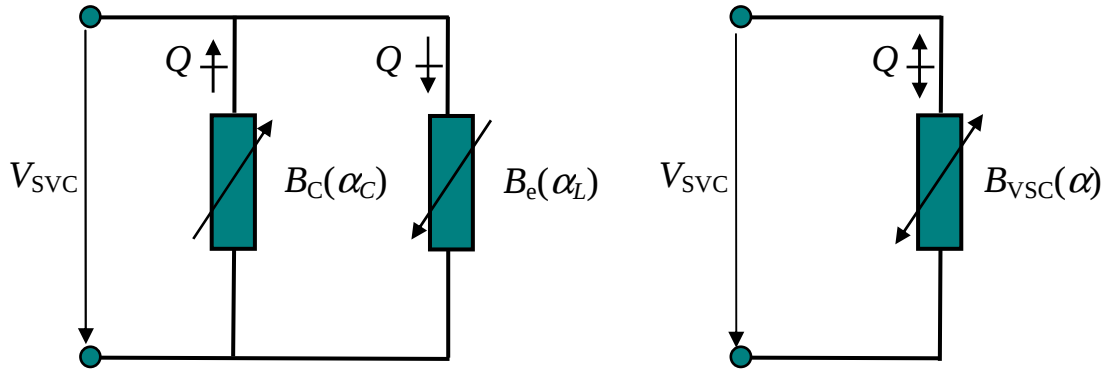


Figura 8.14. Circuito equivalente de un compensador estático de potencia reactiva (SVC)

Los circuitos equivalentes aproximados del SVC, se pueden ver en la figura (8.14). Así pues, el comportamiento de un SVC se puede aproximar al de una susceptancia variable con un valor que depende del estado de funcionamiento del SVC, o sea, de los condensadores conectados y del ángulo del TCR (expresión 8.24).

Por lo tanto, la potencia reactiva Q_{SVC} generada por el SVC se puede obtener del balance:

$$Q_{SVC} = Q_C - Q_{Le} \quad (8.25)$$

Donde, Q_C es la potencia reactiva generada por los condensadores conectados y Q_{Le} la potencia reactiva consumida por el TCR en función del ángulo de disparo (en este término se incluiría la potencia de las reactancias adicionales en uso).

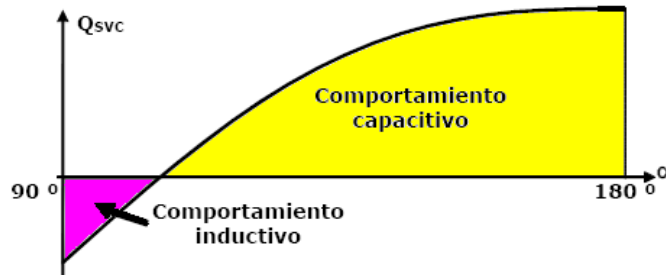


Figura 8.15. Evolución de la potencia reactiva generada por el SVC en función del ángulo de disparo (α)

8.2.2.2. SVC conectado a una red

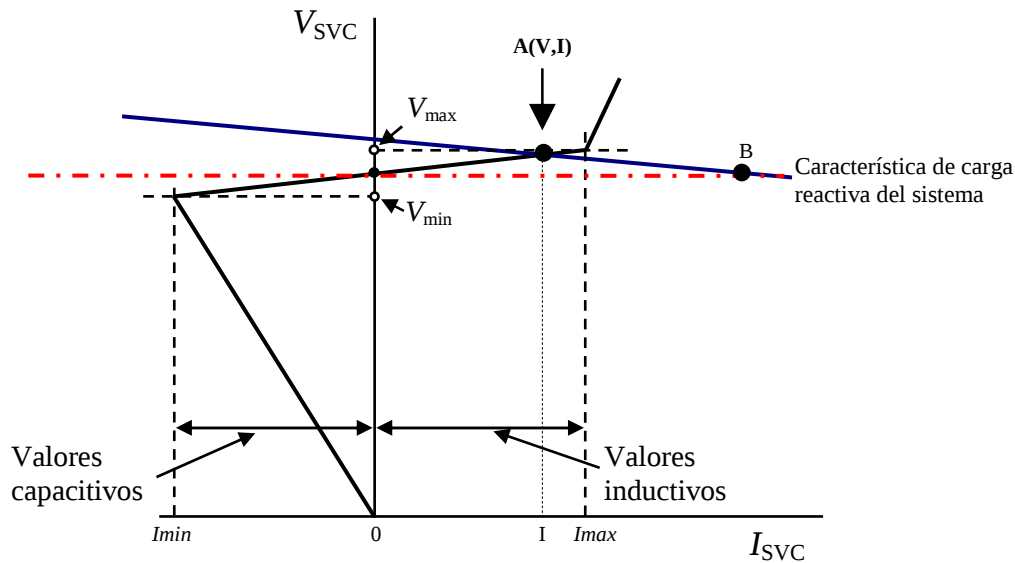


Figura 8.16. Característica tensión-corriente de un SVC con el sistema en carga

En la figura 8.16, se pueden ver las áreas típicas de funcionamiento del SVC. Dado que el SVC se basa en componentes pasivos de un cierto valor nominal, su máxima corriente reactiva es proporcional a la tensión de red.

Para realizar análisis de flujos de carga, los primeros modelos consideraban al SVC como un generador detrás de una reactancia inductiva, la cual se tiene en cuenta para la característica de regulación de tensión del SVC.

Una representación más simple, supone que la pendiente del SVC es cero, lo cual puede ser tanto más aceptable cuanto más el SVC funcione dentro de sus límites de diseño, pero puede conducir a errores importantes si el SVC funciona fuera de sus límites. Esto se puede ver en la figura 8.16, cuando el sistema funciona bajo condiciones de carga baja, ya que si la pendiente es cero entonces se violarán los límite mínimo, punto B. Sin embargo, el generador funcionará bien dentro de sus límites si se tiene en cuenta la pendiente tensión-corriente del SVC, punto A.

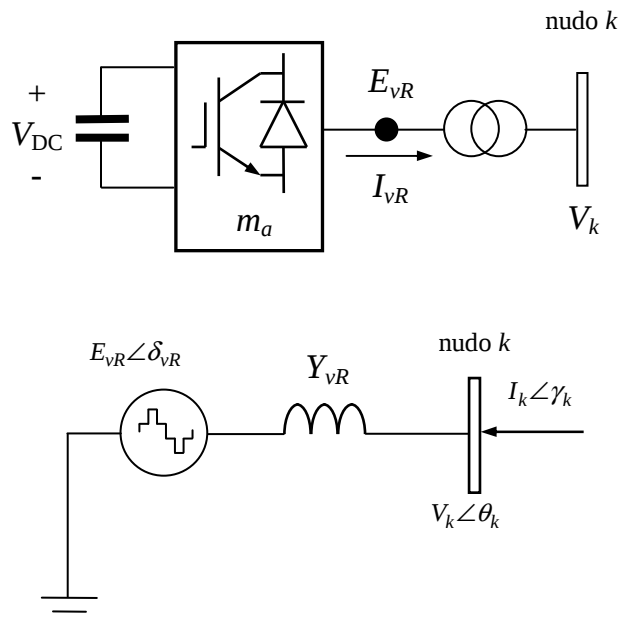


Figura 8.17. VSC conectado a una red de ca mediante un transformador conectado en paralelo.

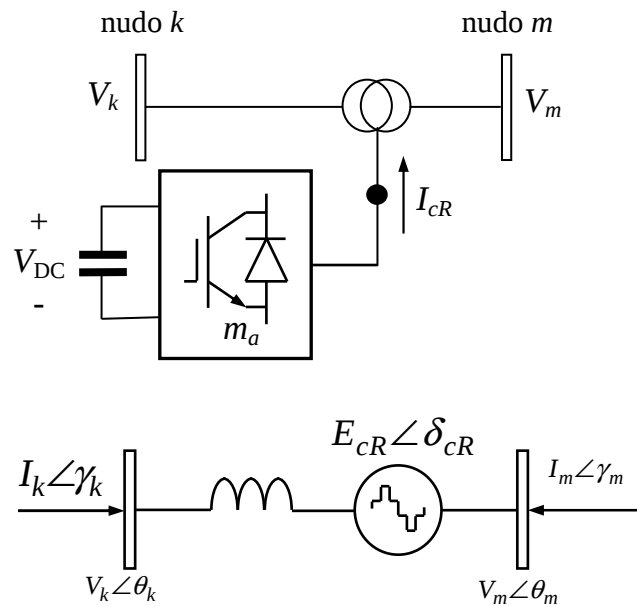


Figura 8.18. VSC conectado a una red de ca mediante un transformador conectado en serie



Figura 8.19. Fotografía de la instalación de un SVC

En la fotografía de la figura 8.19, se puede ver la instalación de un SVC en la empresa “Ferriere Nord SpA”, situada al norte de Italia, que desde el 2002 tiene instalado un SVC suministrado por ABB, para compensar las perturbaciones producidas por un horno de arco.

8.2.2.3. Límite de estabilidad de un sistema con SVC

A continuación se determina el límite de estabilidad de tensión de un sistema simple de dos nudos en uno de los cuales se ha conectado un SVC. (Ver Figura 8.20, similar a la 8.18).

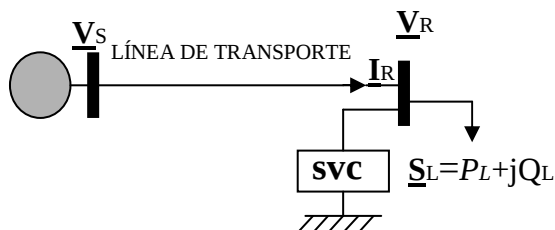


Figura 8.20. Diagrama unifilar de un sistema simple de dos nudos.

La potencia reactiva del SVC se puede controlar actuando sobre el ángulo de disparo de los tiristores. Cuando la carga se incrementa la tensión V_R se reduce y el SVC inyecta potencia reactiva capacitiva. Sin embargo, cuando el funcionamiento del SVC alcanza su límite superior, no se puede ajustar más la

potencia reactiva para mantener la tensión al valor deseado. En consecuencia, la tensión en la carga se reduce con el incremento posterior de la carga lo que conlleva a un colapso de tensión. En estas condiciones, el SVC se representa por una susceptancia capacitiva B_c constante.

Para el esquema de la *Figura 8.20*, se tiene:

$$\bar{I}_R = \left(\frac{\bar{S}_L}{\bar{V}_R} \right)^* + jB_c \bar{V}_R \quad (8.26)$$

$$\bar{S}_L = S \angle \theta = P_L + jQ_L \quad (8.27)$$

$$\bar{V}_S = A \bar{V}_R + B \bar{I}_R \quad (8.28)$$

Donde **A** y **B** son las constantes de la línea de transporte. En forma rectangular, **A** y **B** se pueden expresar como:

$$A = a_1 + ja_2 \quad (8.29)$$

$$B = b_1 + jb_2 \quad (8.30)$$

Sustituyendo las ecuaciones (8.26), (8.29) y (8.30), en la ecuación (8.28), se tiene:

$$\bar{V}_S = \left(c_1 \bar{V}_R + \frac{S(b_1 \cos \theta + b_2 \sin \theta)}{\bar{V}_R} \right) + j \left(c_2 \bar{V}_R + \frac{S(b_2 \cos \theta - b_1 \sin \theta)}{\bar{V}_R} \right) \quad (8.31)$$

Donde:

$$c_1 = a_1 - b_2 B_c \text{ y } c_2 = a_2 + b_1 B_c$$

$\bar{V}_R$ se considera como referencia. Después de algunas operaciones matemáticas, $\bar{V}_R$ se puede expresar por el siguiente polinomio:

$$c_3 \bar{V}_R^4 + c_4 \bar{V}_R^2 + c_5 = 0 \quad (8.32)$$

Donde:

$$c_3 = c_1^2 + c_2^2 \quad (8.33)$$

$$c_4 = 2S(b_1 c_1 + b_2 c_2) \cos \theta + 2S(b_2 c_1 - b_1 c_2) \sin \theta - V_S^2 \quad (8.34)$$

$$c_5 = S^2(b_1^2 + b_2^2) \quad (8.35)$$

La ecuación (8.32) tiene cuatro soluciones posibles; no obstante, para generar la curva P-V únicamente es válida la solución real y positiva. Una curva típica del sistema (con $B_c=0$), para un factor de potencia de la carga constante, se puede ver en la *Figura 8.21*. Los puntos “a” y “e” de la citada figura, representan las condiciones de circuito abierto y de cortocircuito, respectivamente, y el punto “c” representa el punto crítico de la curva P-V. La tensión y la potencia en el punto “c”, se denominan tensión crítica (V_{cr}) y potencia aparente crítica (S_{cr}). Para valores de potencia mayores de S_{cr} ($S > S_{cr}$) no existe solución para la tensión $\bar{V}_R$, mientras que para valores menores que S_{cr} ($S < S_{cr}$) existen dos soluciones una estable (punto “b”) y otra inestable (punto “d”). Se observa que si la carga se incrementa, la solución estable (línea gruesa) se reduce, mientras que la solución inestable (línea fina) se incrementa y en el punto “c” ambas soluciones coinciden.

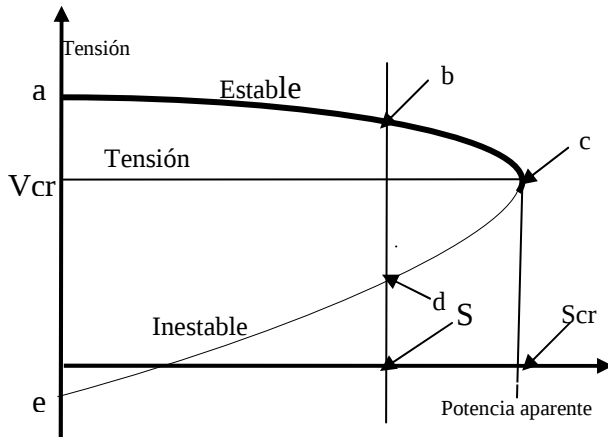


Figura 8.21. Curva P-V típica del sistema de la Figura 8.13.

En el punto “c”, los coeficientes de la expresión (8.31) deben de satisfacer la expresión, (8.35):

$$c_4^2 - 4c_3c_5 = 0 \quad (8.36)$$

8.2.3. Convertidor en fuente de tensión

Existen diferentes topologías de convertidores en fuente de tensión (*Voltage Source Converter*, VSC), los comentarios a algunas de las cuales, se pueden ver en la tabla 8.3, que se usan habitualmente en el funcionamiento de los sistemas de potencia actuales. Generalmente, se trata de convertidores de seis pulsos que están constituidos por seis semiconductores de potencia controlados y diodos en anti-paralelo, aunque también se pueden construir VSC de cuatro ramas y, por lo tanto, ocho semiconductores. A partir de una fuente de tensión de corriente continua (DC), el VSC genera un conjunto de tensiones trifásicas de salida controladas a la frecuencia de la tensión del sistema. Para la encendido de los semiconductores se utiliza un control *Pulse Width Modulation* (PWM), generando una onda seno “promedio”. El control PWM también ayuda a mitigar la cantidad de armónicos.

Los objetivos comunes de estas topologías, son los siguientes:

- Minimizar las pérdidas por conmutación de los semiconductores del VSC
- Producir una onda de tensión sinusoidal de alta calidad con las mínimas o ninguna necesidad de filtrado.

Como ejemplo, en la Figura 8.22 se puede ver la topología de un VSC de dos niveles usando IGBTs.

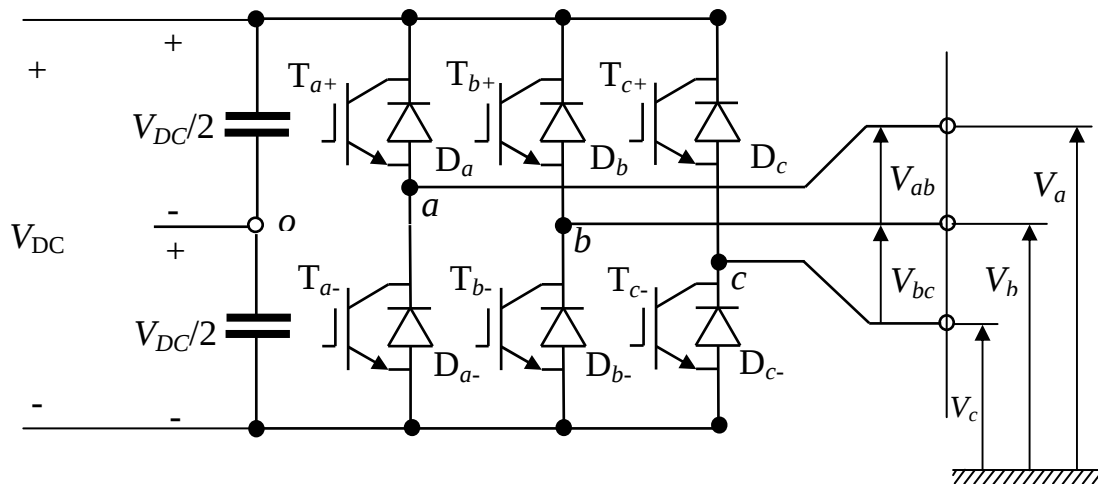


Figura 8.22. Representación esquemática de un convertidor en fuente de tensión (VSC)

En los últimos años, la tecnología *Voltage Sourced Converter* (VSC) ha hecho progresos significativos a través del desarrollo y mejora de semiconductores de alta potencia de apagado controlado, tales como GTOs, IGBTs, y GCTs. Debido a sus ventajas sobre los convertidores de conmutación natural en sus características de funcionamiento y compacidad, se han utilizado en diferentes aplicaciones de convertidores basados en la tecnología VSC. La disponibilidad, ampliamente difundida, de esta tecnología a niveles prácticos de MVA ha sido ilustrada en numerosas referencias de aplicaciones actuales.

Tabla 8.3. Comparación de las diferentes topologías VSC

Topología	Ns	Nc	Comentarios
VSC de tres ramas con condensador DC simple	6	1	Usa el menor número de interruptores y un sólo condensador en DC. Sin embargo no puede compensar corrientes de secuencia homopolar en los sistemas de distribución de cuatro hilos. Puede compensar la carga trabajando en sistemas trifásicos de tres hilos.
VSC de tres ramas con condensador de DC divididos y neutro	6	2	Puede compensar el desequilibrio de las corrientes de carga en sistemas trifásicos de cuatro hilos. Las corrientes de carga de secuencia homopolar inyectadas por el condensador retornarán al mismo en el punto situado en medio de los dos condensadores. Para prevenir las desviaciones en sus tensiones, la componente continua de la corriente de carga no se compensa y los condensadores tendrán que reducir el rizado. Requiere el mínimo número de interruptores pero necesita dos condensadores en la barra de continua (DC) lo cual incrementa su tamaño.
VSC de cuatro ramas	8	1	Puede compensar corrientes de carga desequilibradas que contengan componentes de continua en un sistema trifásico de cuatro hilos. Precisa dos interruptores extra para compensar la componente de secuencia homopolar de las corrientes de carga. Para controlar estos dos interruptores extra, se debe generar una referencia de corriente separada así como una estrategia del control de conmutación apropiada. Sin embargo precisa de un sólo condensador de DC. Como la compensación de las componentes de secuencia homopolar de las corrientes de carga se realiza en la cuarta rama y existe un sólo condensador, la tensión en el condensador DC es fácil de controlar. Una topología alternativa usando chopper y un VSC de tres ramas con condensador de DC dividido utiliza seis interruptores pero tiene un control más complejo.

8.2.4. Compensadores basados en inversores PWM

La utilización de compensadores basados en inversores PWM (Pulse Width Modulation), en estos momentos, está limitada a aplicaciones de baja y media potencia, aunque esta tendencia va cambiando paulatinamente. Sus ventajas son la reducción de tamaño, peso y coste de los componentes reactivos, asimismo, se puede realizar un control de potencia reactiva más preciso y con un tiempo de respuesta más rápido; por otra parte, y debido a las altas velocidades de conmutación, no se introducen en la red componentes armónicas de baja frecuencia.

La modulación en ancho de pulso o PWM, se basa en la comparación de una señal moduladora y una portadora para la obtención de una serie de pulsos cuadrados de una determinada frecuencia y duración variable (“*duty cycle*” variable). Mediante el filtrado de la señal modulada es posible obtener una señal con un contenido armónico muy similar al de la señal moduladora. En principio, se pueden utilizar diferentes tipos de señales moduladoras: senoidal, cuadrada, etc.

En la base del método PWM una señal sinusoidal de frecuencia fundamental se compara con una señal triangular de alta frecuencia; produciéndose una señal de onda cuadrada, la cual controla el disparo de los dispositivos del convertidor.

La amplitud de la señal modulada es proporcional a la amplitud de la señal moduladora y la frecuencia de la componente fundamental de la señal modulada es idéntica a la frecuencia de la componente fundamental de la señal moduladora. Se denomina modulación en amplitud o índice de modulación (m_a) a la relación entre la amplitud de la señal moduladora y la portadora y varía entre 0 y 1: cuando vale 0 la tensión de salida es mínima, cuando vale 1 es máxima. Se denomina modulación en frecuencia (m_f) a la relación entre la frecuencia de la señal portadora y la moduladora. Esta relación es normalmente múltiplo de 3 y mayor que 9.

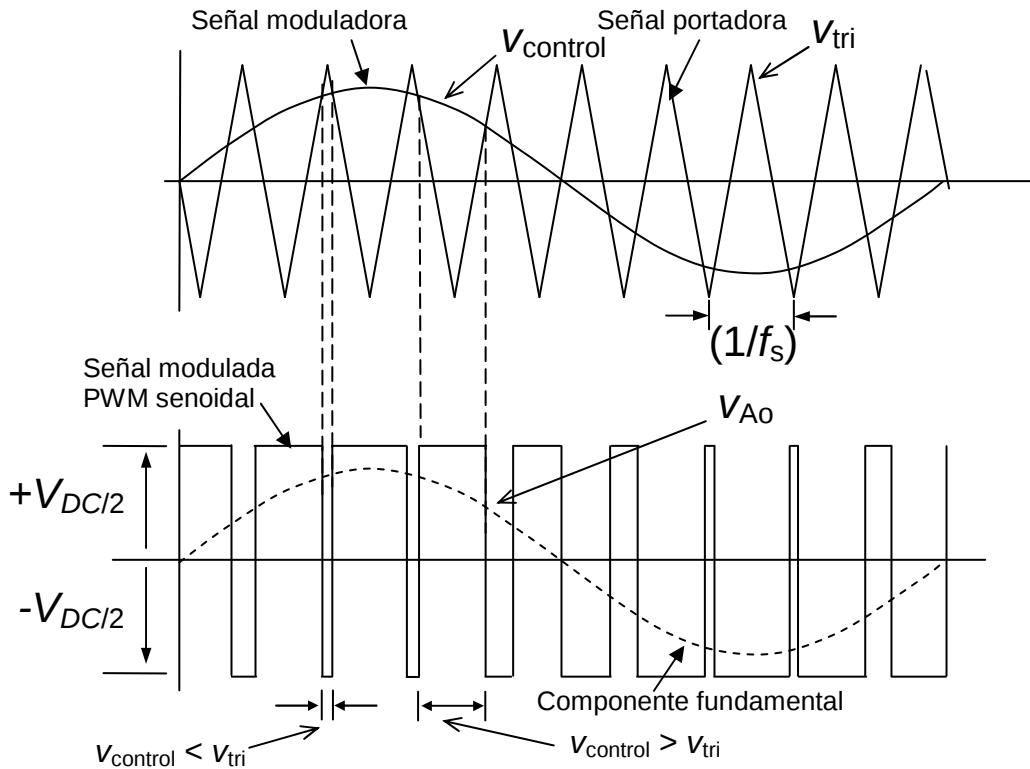


Figura 8.23a. Representación esquemática de las ondas básicas en un control PWM

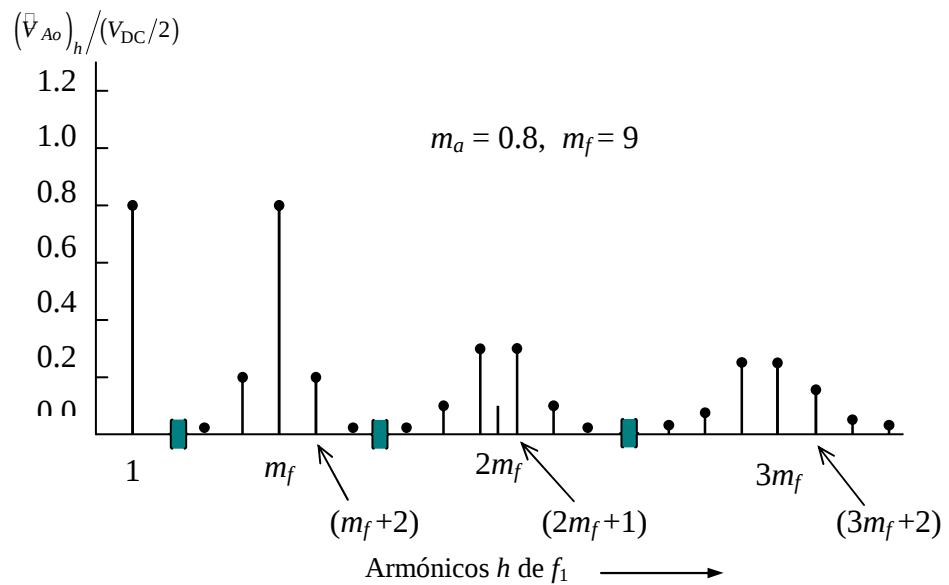


Figura 8.23b. Representación del espectro de armónicos de tensión para el caso: $m_f=9$ y $m_a=0,8$.

El correspondiente espectro de armónicos de tensión, para el caso de $m_f=9$ y $m_a=0,8$, en forma normalizada, se muestra en la figura 8.23b.

Los armónicos PWM son generados a la frecuencia indicada por la expresión: $f_h = (\beta m_f \pm k) f_1$

Tabla 8.4. Relación entre el orden del armónico y β

β	Orden del armónico
1	19, 21, 23
2	39, 41, 43, 45
3	59, 61, 63, 65, 67
4	81, 83, 85, 87
...	...
10	207, 209, 211, 213
...	...

El tercer armónico es también significativo. El armónico de orden 207 varía entre 13% y el 40% de la frecuencia de la tensión del sistema de potencia, dependiendo de la conexión y del ángulo de fase entre los dos inversores.

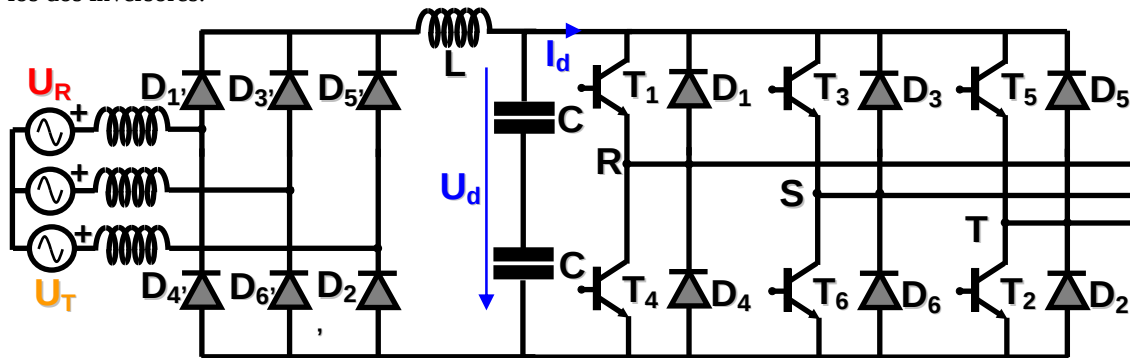


Figura 8.24. Estructura de un compensador industrial con inversores PWM

T1 $\rightarrow$ T6 pueden ser transistores bipolares, MOSFET, GTO's, IGBT's o incluso tiristores con circuito de bloqueo trabajando en conmutación (actualmente suelen ser IGBT's). El orden de conducción de los semiconductores controlados es: T1 $\rightarrow$ T2 $\rightarrow$ T3 $\rightarrow$ T4 $\rightarrow$ T5 $\rightarrow$ T6 $\rightarrow$ T1 Las señales de disparo de los transistores se obtienen a partir de tres señales moduladas PWM desfasadas 120° una para cada fase o rama de transistores (se obtienen desfasando 120° la moduladora). Cuando la señal es positiva conduce el transistor de la parte superior y cuando es negativa lo hace el de la parte inferior. La tensión de salida es idéntica a la señal modulada PWM utilizada para el disparo de los semiconductores controlados. Sus valores máximo y mínimo son respectivamente $U_d/2$ y $-U_d/2$. La frecuencia de la moduladora determina la frecuencia de la tensión de salida del inversor. La amplitud y frecuencia de la tensión de salida se ajustan variando la amplitud y la frecuencia de la señal moduladora. La frecuencia de la portadora determina la frecuencia de conmutación de los transistores

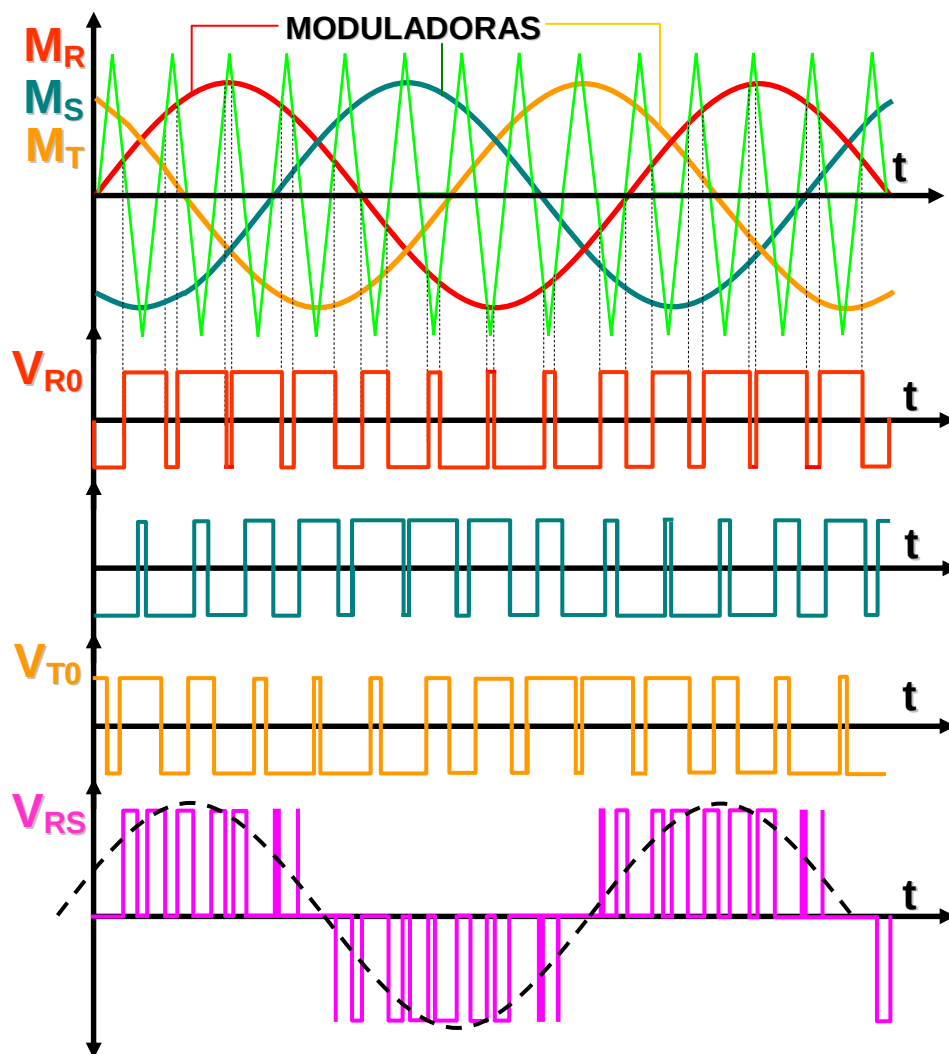


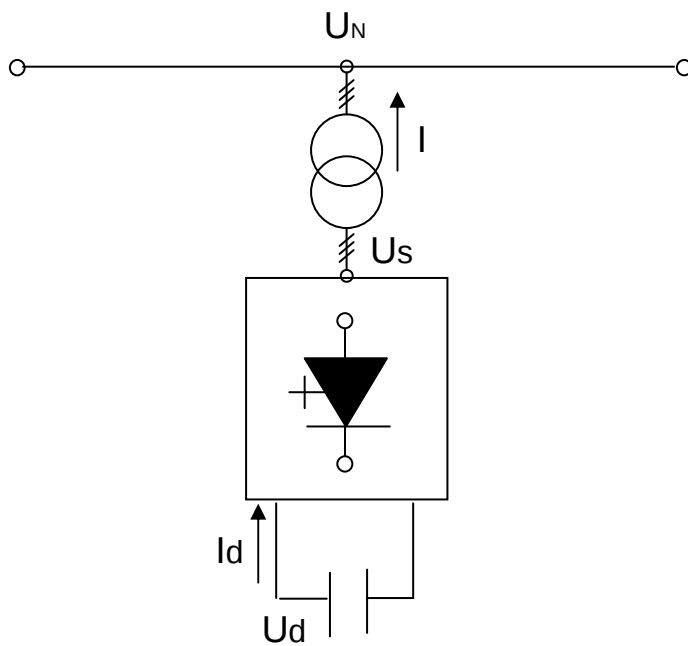
Figura 8.25. Representación esquemática de las tres señales moduladas PWM desfasadas 120° en un control PWM trifásico.

La relación entre las frecuencias de la portadora y las moduladoras tiene que ser múltiplo de 3 para que se obtengan las 3 ondas trifásicas equilibradas desfasadas 120°. En inversores comerciales la modulación en frecuencia m_f suele ser un valor elevado (>9). La frecuencia de conmutación en el caso de variadores con IGBT's es típicamente de 4 – 10 kHz

8.2.5. STATCOM

La disponibilidad de tiristores controlados por puerta de alta potencia (*Gate Turn-off Thyristors, GTO*) ha propiciado el desarrollo del STATCOM (*Static Synchronous Compensator*).

El STATCOM, dispositivo FACT de la segunda generación, se puede definir como un “generador electrónico” de potencia reactiva dinámico, que se conecta en paralelo con la línea de transporte (Figura 8.26) y está diseñado para proporcionar una regulación de tensión suave y continua, controlar la potencia reactiva de generación, para prevenir el colapso de tensión y amortiguar las oscilaciones de potencia.



De una manera general se puede decir que el STATCOM es la contraparte estática de un condensador síncrono, pues como este también genera y absorbe potencia reactiva pero de una manera mucho más rápida ya que no involucra partes móviles durante este proceso, además de que los principios por los cuales se rige el funcionamiento del STATCOM son muy parecidos al de un condensador síncrono.

Cuando el STATCOM se conecta al sistema a través de un transformador, éste puede tener inherentemente una reactancia suficiente para hacer posible una operación satisfactoria del STATCOM.

Figura 8.26. Representación esquemática de una STATCOM

En algunas aplicaciones prácticas donde se presentan perturbaciones importantes producidas por armónicos, puede ser necesario incluir dentro del esquema del convertidor un filtro de armónicos o un banco de condensadores. En tal caso, también puede ser necesario el empleo de reactancias (separadas del transformador de acoplamiento), para limitar el flujo de corrientes armónicas desde el convertidor hacia el banco de condensadores.

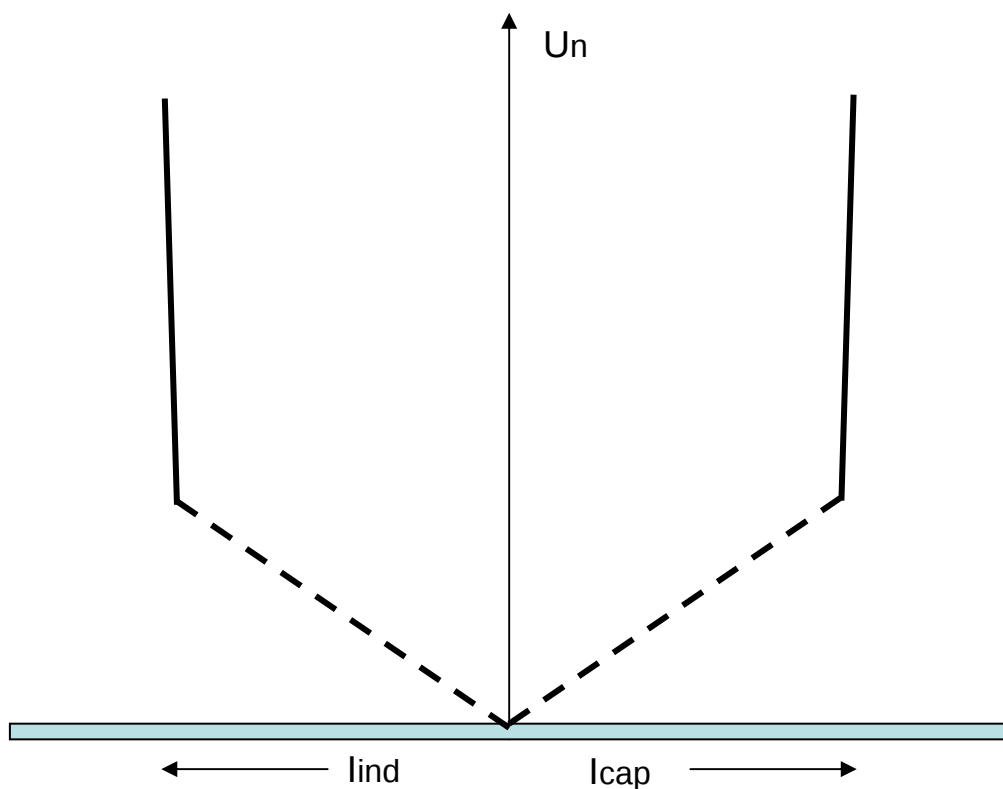


Figura 8.27. Diagrama de funcionamiento del STATCOM

El STATCOM soporta velocidades de respuesta inferiores a un ciclo (relación de transición entre capacidad total e inductancia total menor de 20 ms) y su favorable comportamiento durante las perturbaciones del sistema reduce los armónicos y resonancias del mismo. Las ventajas particulares del equipo son su construcción compacta y modular que permite una instalación fácil y recolocación, así como una adecuada flexibilidad en la posible adaptación futura si cambian los requerimientos de la red, y la generación de corriente reactiva independientemente de la tensión de red.

8.3. Compensación serie

La compensación serie, se define como la inserción en serie de elementos de potencia reactiva en las líneas de transporte. La aplicación más común es el de condensadores serie.

Entre algunos de los sistemas y procedimientos que se pueden utilizar para realizar una compensación serie de la potencia reactiva, se encuentran los siguientes:

- Compensación serie controlada por tiristores (TCSC)
- Compensación serie síncrona (SSSC)
- Control unificado del flujo de potencia (UPFC)

Durante mucho tiempo, se han utilizado con éxito los condensadores serie en las líneas de transporte para mejorar el funcionamiento del sistema. En los sistemas de distribución, el principal beneficio de los condensadores serie es el control natural de la tensión obtenido por cambios en la corriente de carga.

La distribución serie de condensadores ha sido reconocida como una solución económica para hacer frente a los problemas de flicker. Añadiendo condensadores serie a un circuito radial se reduce la reactancia de ese circuito. Los condensadores serie actúan como un regulador de tensión que proporciona una elevación de la tensión en donde se coloque el condensador.

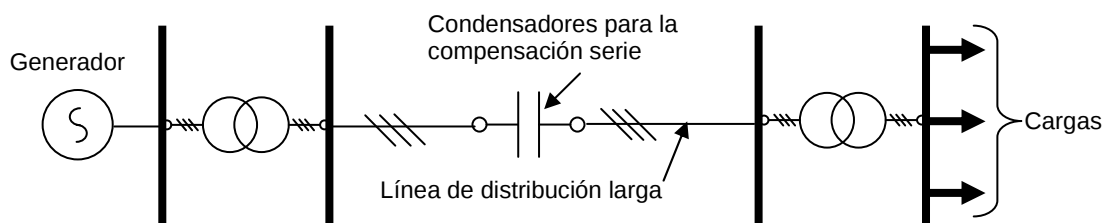


Figura 8.28. Típica topología de la red con condensadores para la compensación serie

Sin embargo, cuando se utiliza compensación mediante condensadores serie en las redes de distribución, se debe prestar una atención especial a la localización de los condensadores, resonancia, valor de la reactancia (Ω), comportamiento transitorio, resistencia frente a cortocircuitos, resonancia subsíncrona y protección de los condensadores.

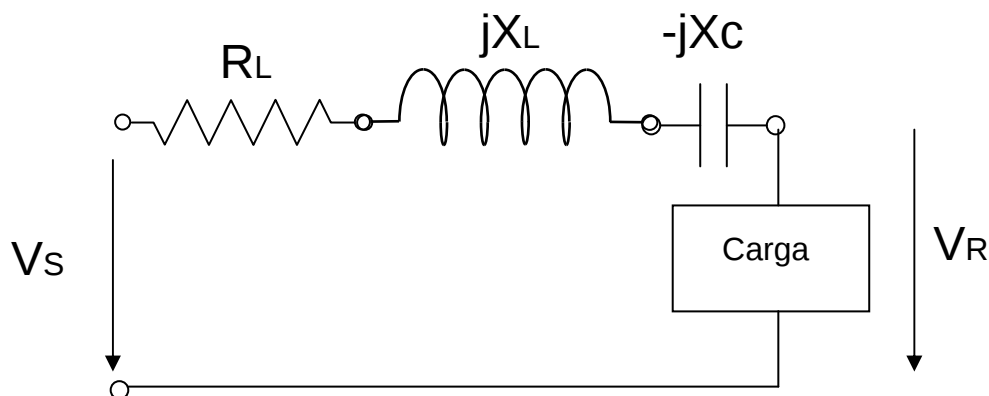


Figura 8.29. Circuito equivalente por fase de la compensación serie en una línea de transporte.

Consideremos el circuito de la *Figura 8.29*, que representa un circuito radial típico con compensación serie, donde R_L , X_L , X_C son respectivamente la resistencia de línea, reactancia de línea y la reactancia del condensador serie. La caída de tensión aproximada por fase desde la fuente a la carga obtenida a partir del circuito equivalente de la *figura 8.29*, se puede escribir como se indica en la ecuación (8.37). Definiendo la potencia activa y reactiva absorbida por la carga por las ecuaciones (8.38) y (8.39), respectivamente, la caída de tensión dada por la ecuación (8.37) se puede expresar como se indica en la ecuación (8.40). τ es la relación de compensación de la línea que debería ser mantenida menor que el 100%. Frecuentemente, la relación total ($X_L - X_C$) es inductiva. La línea está sobrecompensada si $X_L < X_C$. La sobrecompensación se ha de eliminar con el fin de evitar que se incremente el fenómeno de resonancia en la línea.

$$\Delta V = R_L I_L \cos \phi_R + (X_L - X_C) I_L \sin \phi_R \quad (8.37)$$

$$P_R = V_R I_L \cos \phi_R \quad (8.38)$$

$$Q_R = V_R I_L \sin \phi_R \quad (8.39)$$

$$\Delta V = \frac{P_R R_L + Q_R (X_L - X_C)}{V_R} \quad (8.40)$$

$$\tau = 100 \frac{X_C}{X_T} \% \quad (8.41)$$

$$S_R = V_R I_L \quad (8.42)$$

$$P_{\text{pérdidas}} = R_L (I_L)^2 \quad (8.43)$$

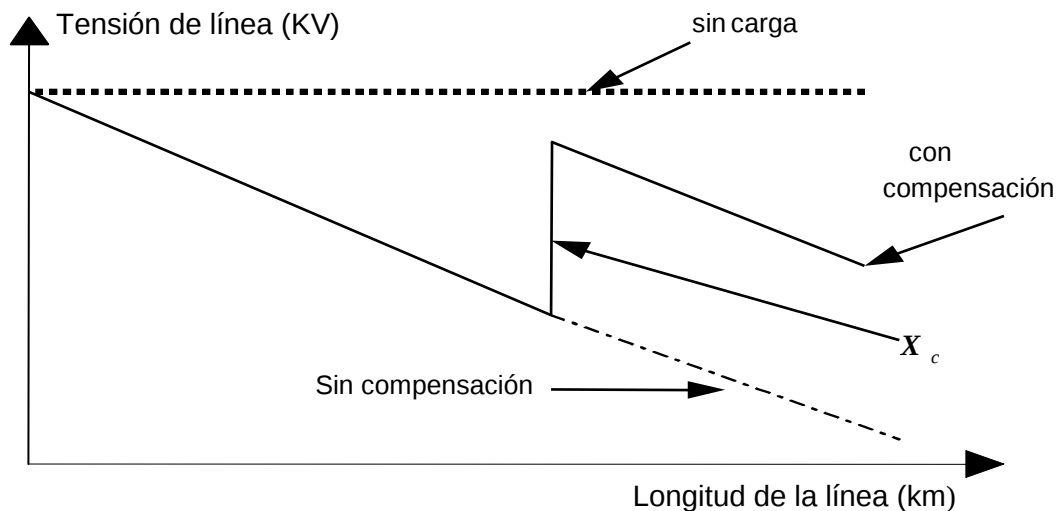


Figura 8.30. Perfil de la tensión para un circuito radial con condensador serie

La ecuación (8.40) muestra que la regulación de tensión proporcionada por un condensador serie es continua e instantánea. En el caso de fluctuaciones de tensión debidas a variaciones importantes de la carga, un condensador serie mejorará la calidad de las cargas situadas aguas abajo del condensador serie. La *figura 8.30*, muestra la influencia del condensador serie sobre el perfil de la tensión de una línea de potencia de distribución radial con cargas inductivas.

X_T es la reactancia total de la línea. Suponiendo constante la potencia aparente recibida al final de la línea, el condensador serie mejora el factor de potencia introduciendo VAR ($-X_C I_L^2$) negativos. Las pérdidas de la línea que vienen dadas por la expresión (8.43), son también reducidas.

De hecho, ya que la tensión al final de la línea V_R se incrementará, la corriente de línea de acuerdo con la expresión (8.42), disminuirá reduciendo las pérdidas en la línea. La influencia del condensador serie sobre la tensión al final de la línea se puede calcular utilizando la expresión (8.44). La tensión teórica máxima viene dada por la expresión (8.45).

$$\frac{V_R}{V_S} = \frac{S_R}{S_S} = \frac{\sqrt{P_R^2 + Q_R^2}}{\sqrt{P_R^2 + (Q_R - Q_c)^2}} \quad (8.44)$$

$$\frac{V_R}{V_S} = \frac{S_R}{P_R} = \frac{1}{\cos \phi_R} \quad (8.45)$$

Cuando se introduce un condensador en una línea, el nivel de falta en el transformador y en el lado de la carga del condensador se incrementará. Durante las faltas del sistema en el lado de la carga, el condensador propiciará corrientes y tensiones mucho mayores que en las condiciones normales de carga. Además, el circuito se vuelve potencialmente altamente resonante. La resonancia puede ocasionar la generación de corrientes elevadas y sobretensiones que pueden dañar los componentes del sistema de potencia. Los condensadores y transformadores tienen un riesgo elevado de deteriorarse si tiene lugar la resonancia.

8.3.1. TCSC

El TCSC (*Thyristor Controlled Series Compensation*), figura 8.31, proporciona un control continuo de la impedancia de la línea de transporte ofreciendo algunas ventajas sobre las instalaciones convencionales de condensadores fijos en serie. Entre estas ventajas, se pueden citar las siguientes:

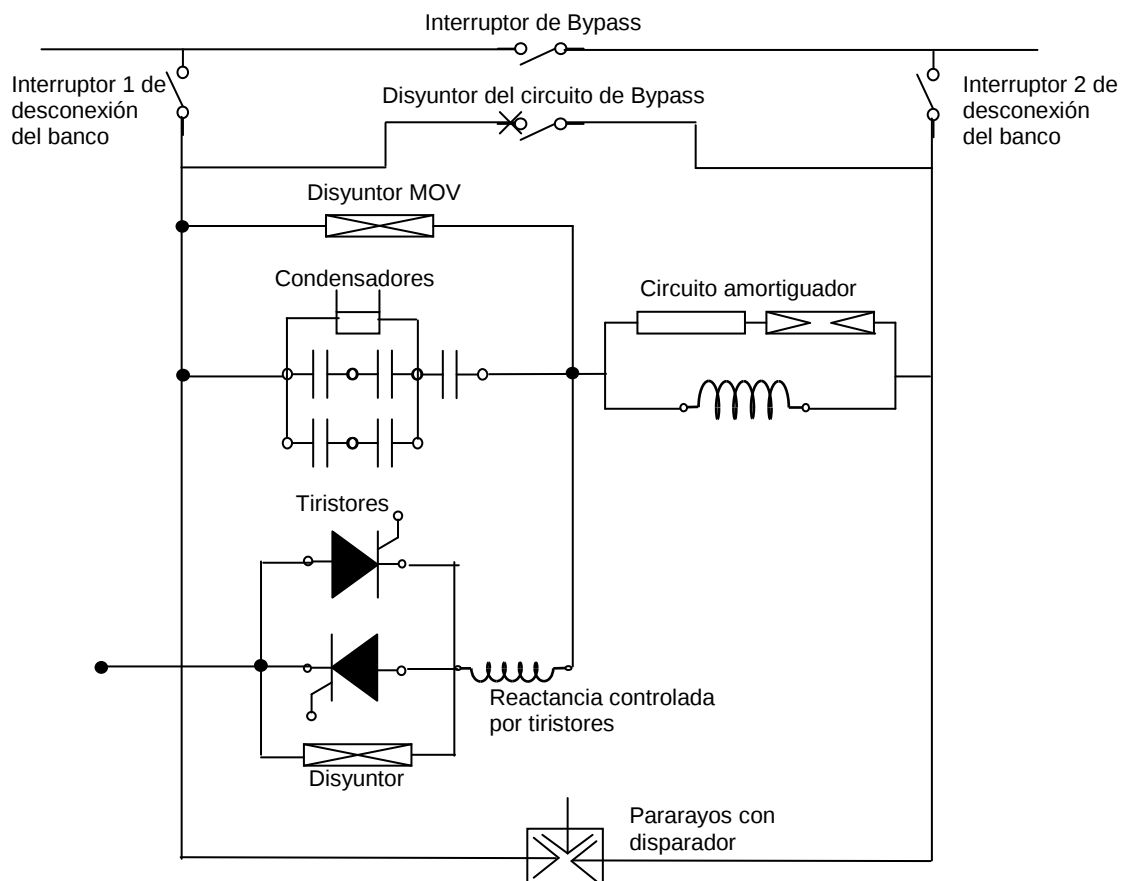


Figura 8.31. Diagrama por fase de un TCSC (*Thyristor Controlled Series Compensator*)

- Control continuo del nivel de compensación deseado
- Control directo y suave del flujo de potencia en la red

- Mejora la protección del banco de condensadores
- Mitigación local de las oscilaciones subsíncronas (SSR). Esto permite altos niveles de compensación en redes donde las interacciones con las vibraciones torsionales turbina-generador o con otro control o sistema de medida se han de tener en cuenta.
- El amortiguamiento electromecánico (0,5-2 Hz) de las oscilaciones de potencia que aparecen a menudo entre áreas de una gran red de potencia interconectada. Estas oscilaciones son debidas a la dinámica de la potencia interárea transferida y exhiben a menudo un amortiguamiento pobre cuando la agregación de potencia transferida sobre un corredor es elevada en relación con la capacidad de transmisión.

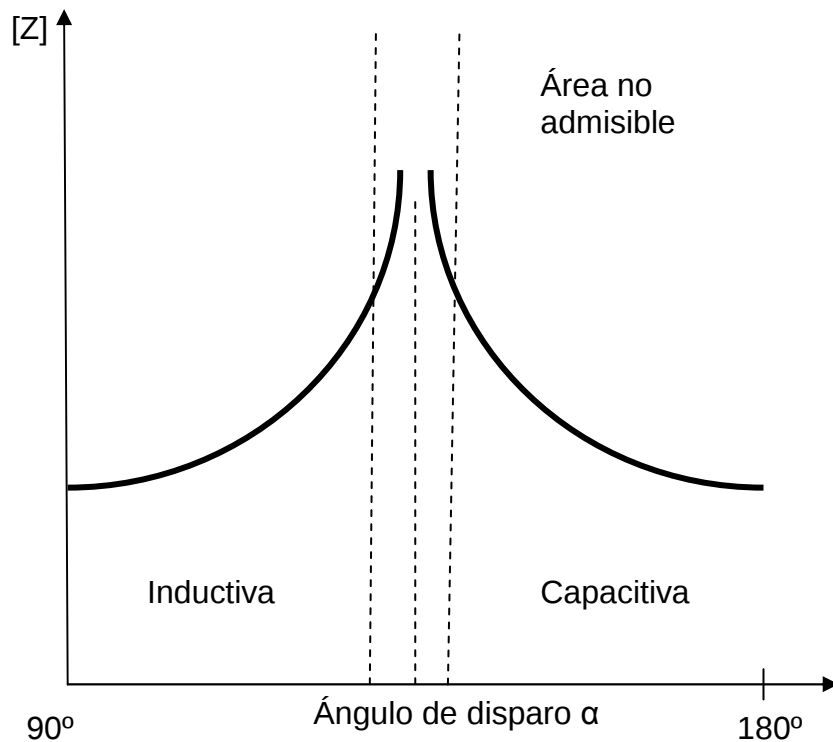


Figura 8.32. Diagrama de funcionamiento de un TCSC

8.3.2. SSSC

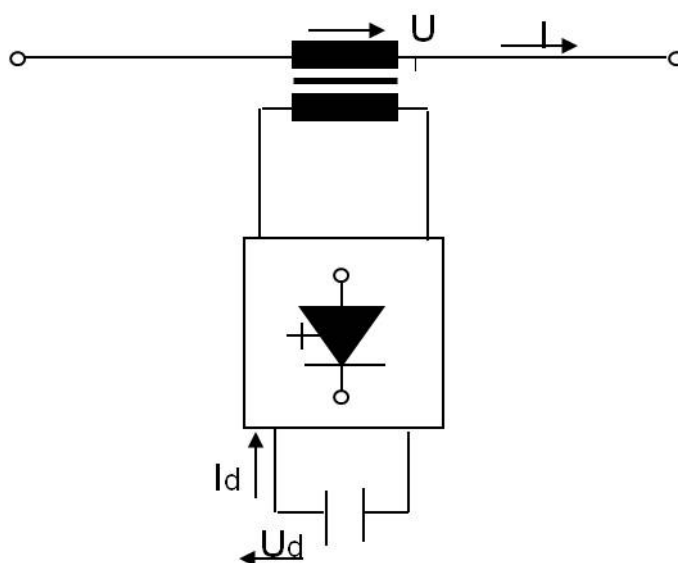


Figura 8.33. Diagrama esquemático de un SSSC (Static Synchronous Series Compensator)

El SSSC (*Synchronous Series Compensator*), es un generador de tensión de estado sólido conectado en serie con la línea de transporte a través de un transformador de inserción (Figura 8.33). La generación de un impulso de tensión con un avance o retraso de 90° respecto a la corriente de línea afecta a la caída de tensión producida en la reactancia de la líneas y se puede utilizar para amortiguar las oscilaciones transitorias y controlar el flujo de potencia real independientemente de la magnitud de la corriente de línea.

La potencia activa intercambiada con la línea se ha de mantener a cero – entonces, en funcionamiento permanente, el SSSC es equivalente a un condensador infinito y variable conectado en serie. El SSSC ofrece un control rápido y es inherentemente neutral a la resonancia síncrona.

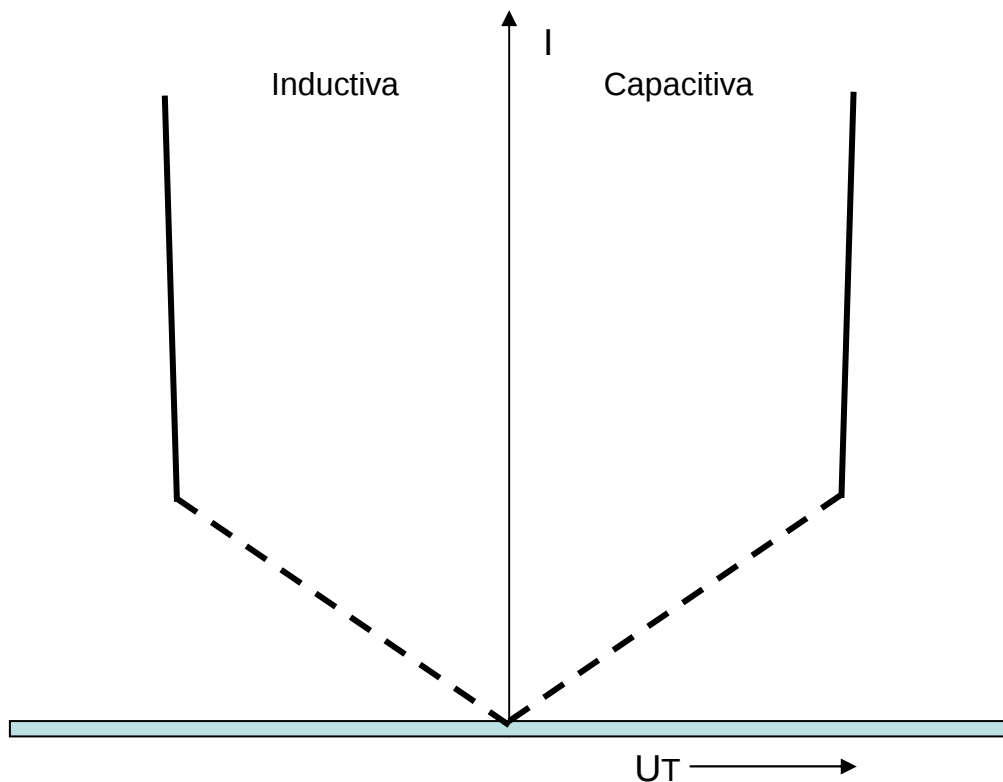


Figura 8.34. Diagrama de funcionamiento de un SSCC

En la tabla 8.5., se puede ver una pequeña relación de diferentes instalaciones de sistemas SSSC.

Tabla 8.5. Equipamiento FACTS. Instalaciones SSSC.

INSTALACIÓN	SISTEMA	POTENCIA	AÑO
Duke Power	SSSC	2 MVA	1996
Powercor (Australia)	SSSC	2 MVA	1996
Florida Power Corp	SSSC	2 MVA	1997
Scottish Power	SSSC	4 MVA	1997
Asian Electronics	SSSC	2 MVA	1998
Constructor			
SALT River Project	SSSC	2X6 MVA	1998

8.3.3. UPFC

El UPFC (*Unified Flow Controller*), figura 8.35, es el más rápido y versátil controlador FACTS. El UPFC constituye una combinación del STATCOM y el SSSC. El UPFC puede proporcionar, de forma simultánea e independiente, control en tiempo real de todos los parámetros básicos del sistema de potencia (tensión de transporte, impedancia y ángulo de fase), determinando el flujo de potencia activa y reactiva para optimizar la utilización de la línea y la capacidad del sistema. El UPFC puede mejorar la estabilidad de transmisión y amortiguar las oscilaciones del sistema.

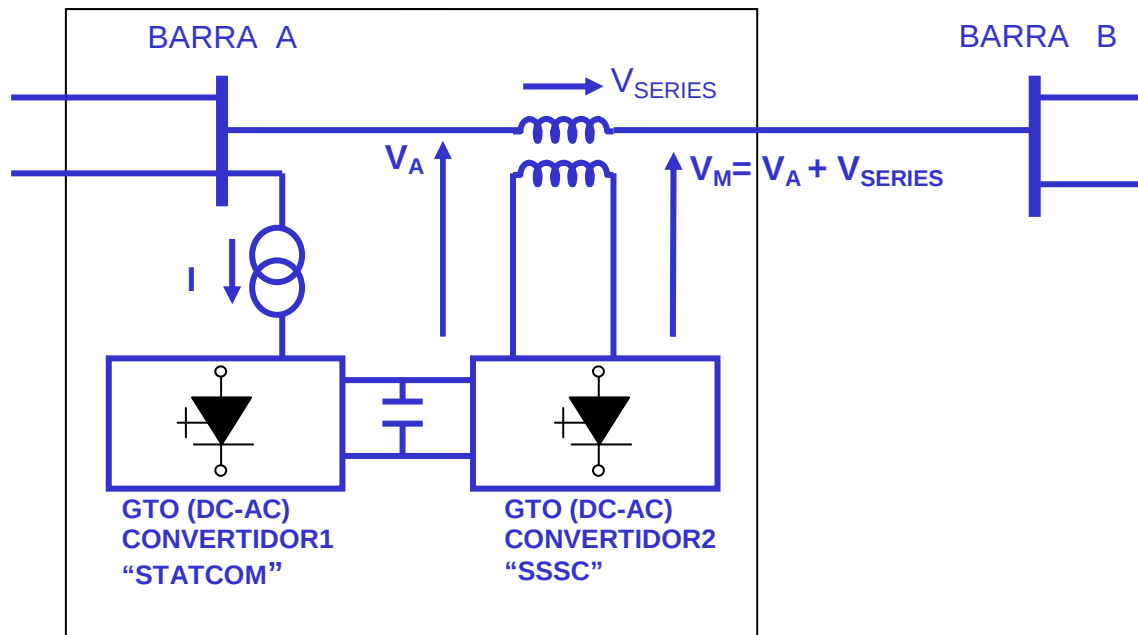


Figura 8.35. Representación esquemática de un UPFC

Mientras funcionan ambos inversores como un UPFC, el intercambio de potencia en los terminales de cada inversor puede ser tanto imaginaria como real.

8.3.3.1. Funcionamiento del UPFC

Se supone que la fuente de tensión serie (V_b/δ_b) conocida como SSSC (*Static Synchronous Series Compensator*) se puede controlar sin restricciones. Esto quiere decir que el ángulo de fase de la tensión serie (δ_b) se puede elegir independientemente de la corriente de línea entre 0 y 2π , y su magnitud es variable entre cero y un valor máximo definido, $V_{b,max}$. Esto implica que la fuente de tensión serie debe ser capaz de intercambiar tanto potencia activa como reactiva.

La parte paralela conocida como STATCOM (*STATIC Synchronous COMPensator*), inyecta en el punto de conexión una corriente prácticamente senoidal de magnitud variable.

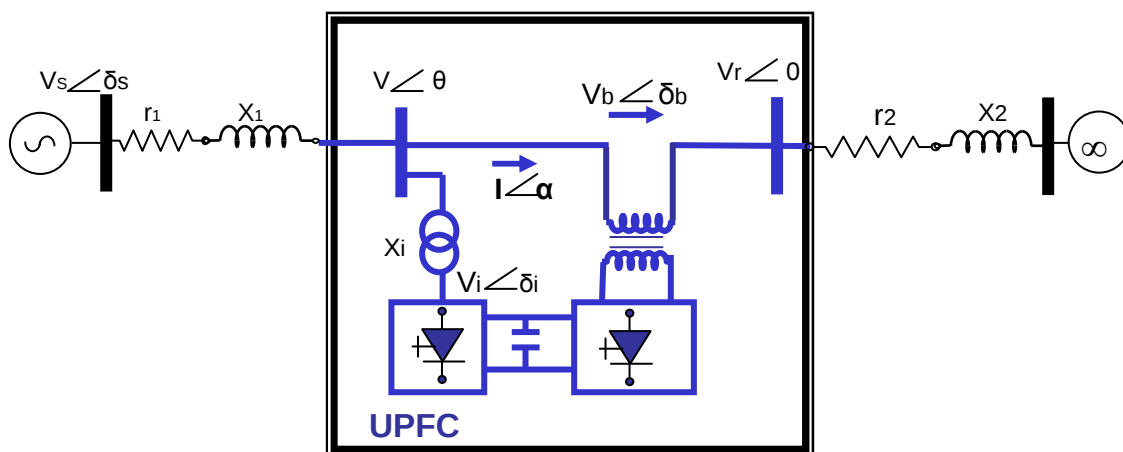


Figura 8.36. Representación esquemática de un UPF conectado al sistema de potencia

Mientras ambos inversores funcionen conjuntamente como un UPFC, el intercambio de potencia en los terminales de cada inversor puede ser tanto imaginaria como real. La componente de la tensión inyectada, la cual se encuentra en fase o desfasada con respecto a la corriente de línea, emula una resistencia positiva o negativa en serie con la línea de transporte. La componente restante que se encuentra en cuadratura con

la corriente de línea emula una reactancia inductiva o capacitiva en serie con la línea de transporte. El intercambio de potencia activa, P_{int} , y reactiva, Q_{int} , entre el SSS y la línea viene dado por, respectivamente, por las expresiones (8.46) y (8.47):

$$P_{\text{int}} = V_b \cdot I = V_b \cdot I \cdot \cos \gamma \quad (8.46)$$

$$Q_{\text{int}} = V_b \times I = V_b \cdot I \cdot \sin \gamma \quad (8.47)$$

Donde: $\gamma = \delta_b - \alpha$

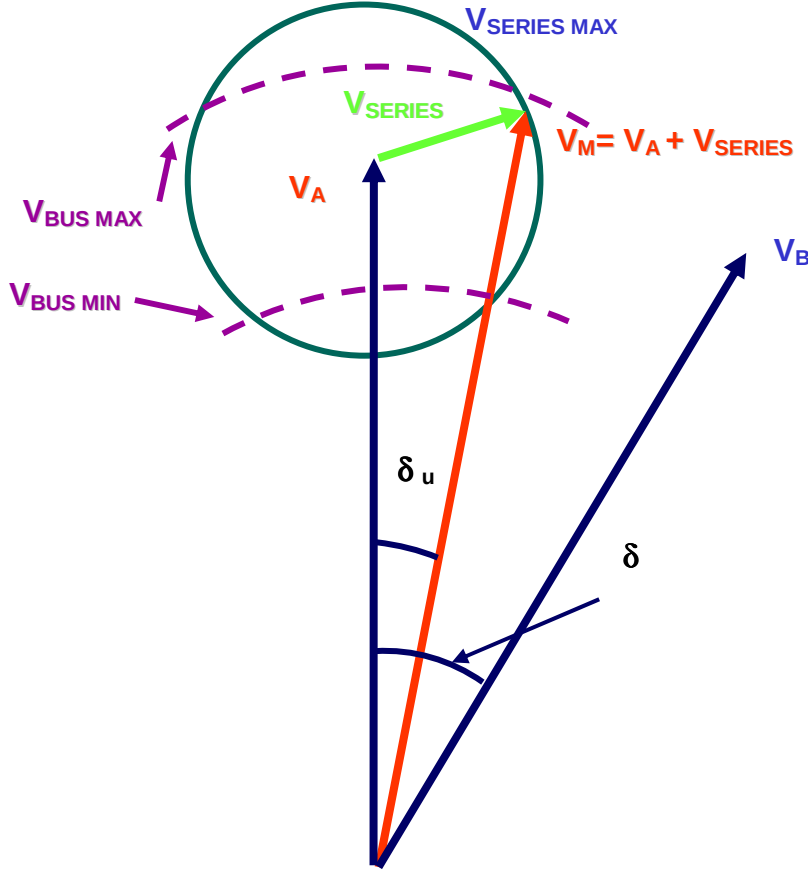


Figura 8.37. Representación vectorial del funcionamiento del UPFC

La potencia real es absorbida desde la línea o suministrada a la línea a través del STATCOM, el cual inyecta una corriente en el punto de conexión. La corriente inyectada por el STATCOM tiene una componente real o directa, I_d , la cual se encuentra en fase o en oposición de fase con la tensión de línea. La corriente tiene una componente reactiva o en cuadratura, I_q , la cual se encuentra en cuadratura con la tensión de línea, emulando entonces una reactancia inductiva o capacitiva en el punto de conexión con la línea de transporte. Esta corriente reactiva puede ser controlada independientemente la cual, a la vez, regulará la tensión de la línea.

8.3.3.2. Modelo de inyección del UPFC

La figura 8.38.a, muestra el circuito equivalente de un UPFC localizado entre los nudos i y j. Se muestra que el circuito equivalente de la figura 8.38.a, se puede modelar como una carga dependiente inyectada entre los nudos i y j. Este modelo se llama modelo de inyección y su configuración general se puede ver en la figura 8.38.c.

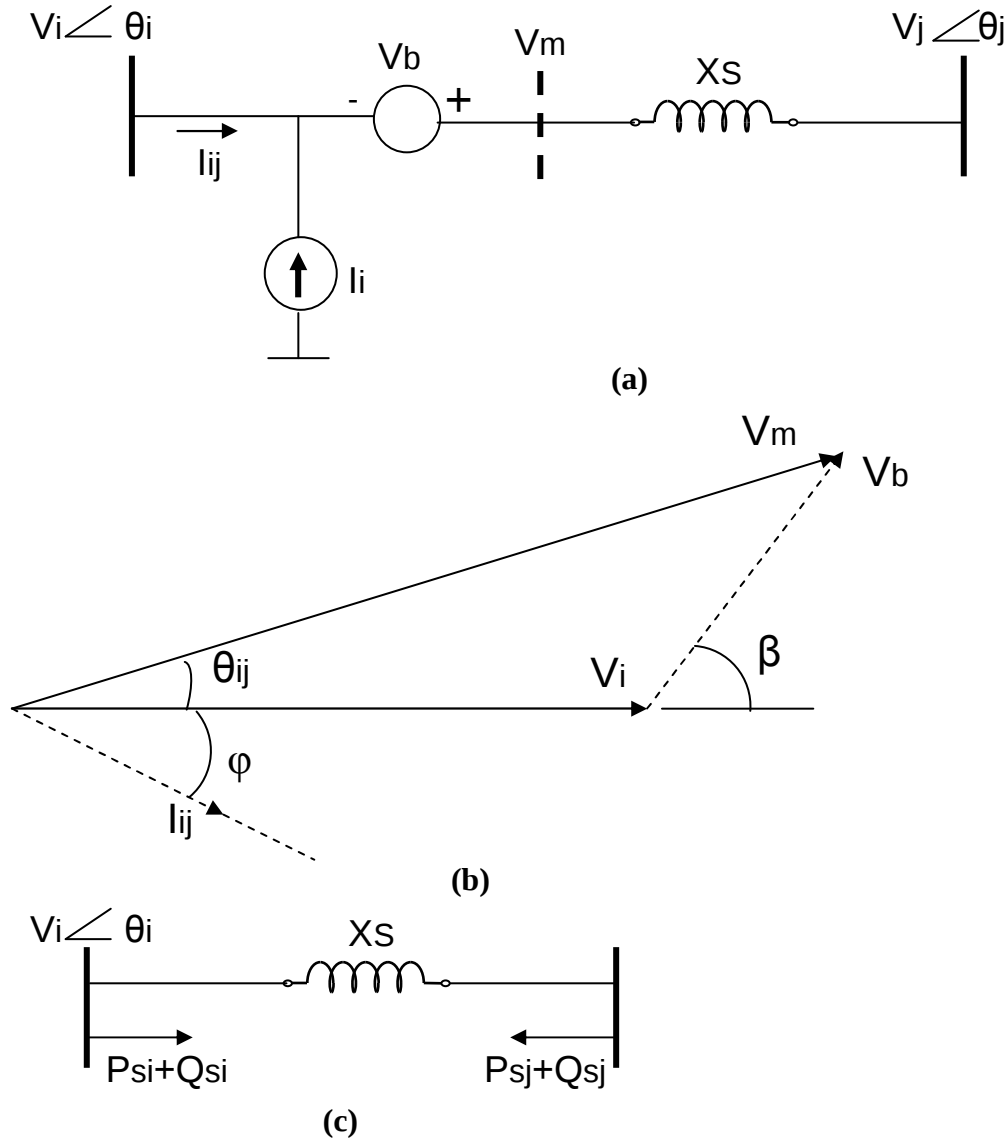


Figura 8.38. Modelo de inyección de un UPFC, a) Circuito equivalente de un UPFC, b) Diagrama vectorial, c) Modelo de inyección.

Se demuestra que las potencias activa y reactiva, se pueden expresar como se puede ver en las ecuaciones (8.48), (8.49) y (8.50).

$$Q_{si} = \frac{V_b \cdot V_i}{X_s} \cdot \cos \beta \quad (8.48)$$

$$Q_{sj} = -\frac{V_b \cdot V_j}{X_s} \cdot \cos(\theta_{ij} + \beta) \quad (8.49)$$

$$P_{si} = -P_{sj} = \frac{V_b \cdot V_j}{X_s} \cdot \sin(\theta_{ij} + \beta) \quad (8.50)$$

Donde, X_s es la reactancia del transformador serie.

8.3.3.3. Estrategia de control

El control de un UPFC se puede dividir en dos partes, el control de la parte serie (SSSC) y el control de la parte shunt (STATCOM).

a) SSSC

El SSSC puede funcionar de muchas formas diferentes tales como inyección de tensión, emulación del ángulo de fase, emulación de la impedancia de línea, controlador automático del flujo de potencia, etc. En lo que sigue se considerará que el SSSC funciona en el modo de inyección de tensión. La estrategia de control de la parte serie se basa en la función de energía de Lyapunov del sistema de potencia. El UPFC debe ser controlado de tal forma que: $v' < 0$, donde v es la función de energía de Lyapunov dada por la expresión (8.51).

$$v = \int M \cdot \Delta \varpi \cdot d(\Delta \varpi) - \int (P_{mec} - P_{max} \sin \delta) \cdot d\delta = const. \quad (8.51)$$

La función v' se puede expresar como se indica en la expresión (8.52) o aproximadamente como se indica en la ecuación (8.53).

$$v' = P_{sj} \frac{d\theta_{ij}}{dt} - \left[Q_{si} \cdot \frac{d(\ln V_i)}{dt} + Q_{sj} \frac{d(\ln V_j)}{dt} \right] \leq 0 \quad (8.52)$$

$$v' = P_{sj} \frac{d\theta_{ij}}{dt} \leq 0 \quad (8.53)$$

Realizando algunas operaciones, resulta:

$$v' = \left[-\frac{V_b \cdot V_j}{X_s} \sin(\theta_{ij} + \beta) \right] \frac{d\theta_{ij}}{dt} \leq 0 \quad (8.54)$$

Para satisfacer la ecuación (8.39), se pueden presentar los siguientes casos:

$$1) \text{ Si } \frac{d\theta_{ij}}{dt} \geq 0 \text{ entonces } V_b = V_b \max \text{ y } \beta = \frac{\pi}{2} - \theta_{ij} \quad (8.55)$$

$$2) \text{ Si } \frac{d\theta_{ij}}{dt} < 0 \text{ entonces } V_b = V_b \max \text{ y } \beta = -\frac{\pi}{2} - \theta_{ij} \quad (8.56)$$

Después de eliminar la falta (tiempo de post falta) si el sistema permanece estable, entonces la derivada de la potencia activa generada decrecerá hasta cero. En este caso, no existe necesidad de aplicar la totalidad de la tensión serie inyectada ($V_b \max$). Adoptando la ley de control la magnitud de la tensión serie inyectada dada por la expresión (8.57).

$$V_b = V_b \max \frac{d(P_{GEN})}{dt} \quad (8.57)$$

El ángulo de V_b se calculará a partir de las ecuaciones (8.55) y (8.56).

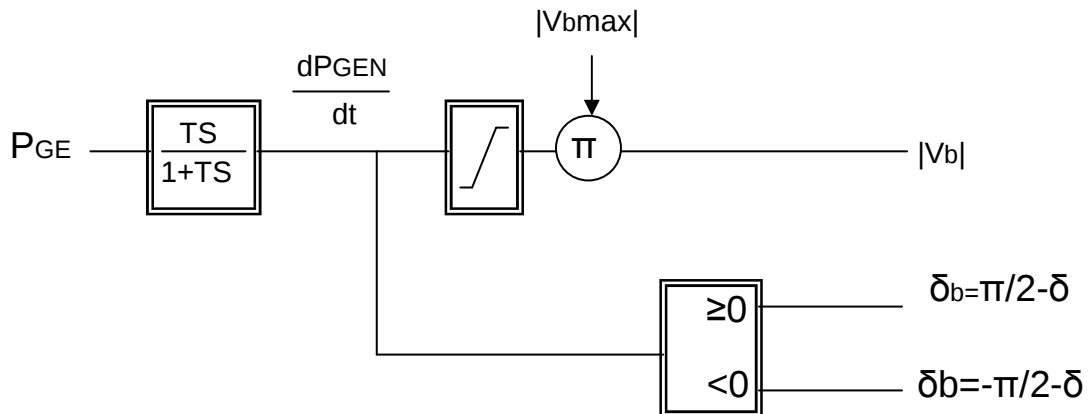


Figura 8.39. Diagrama de bloques del control de la parte serie

b) STATCOM

El convertidor shunt tiene dos funciones: controlar la magnitud de tensión en el nudo final generando localmente (o absorbiendo) potencia reactiva y suministrar o absorber potencia real en los terminales de cc, la cual es demandada por el convertidor serie. No se considera la magnitud de control de tensión. El diagrama de bloques general de la parte del control shunt se puede ver en la *figura 8.40*.

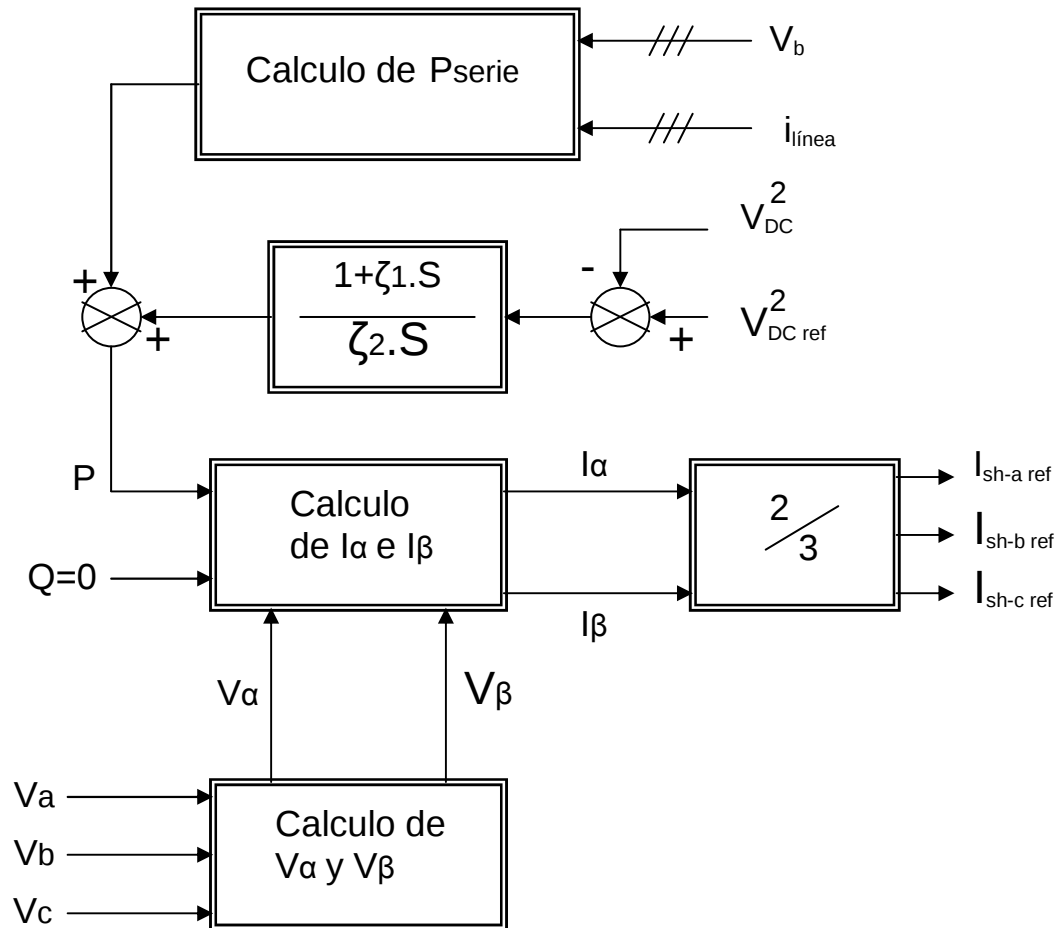


Figura 8.40. Diagrama de bloques del control de la parte shunt

Tabla 8.6. Equipamiento FACTS. Instalaciones STATCOM y UPFC

INSTALACIÓN	SISTEMA	POTENCIA	AÑO
Orange and Rockland	STATCOM	+ 1 MVA	1986
WAPA	UPFC (modelo)		1993
TVA, Sullivan	STATCOM	+ 100 MVA	1995
AEP, St Inez	STATCOM	+ 160 MVA	1997
(UPFC)			
SMI Arc Furnace	STATCOM	+ 80 MVA	1998
Pacific Gas & Electric	STATCOM	-20/+60 MVA	1998
AEP, St Inez	STATCOM	+ 320 MVA	1998

8.4. Transformador de frecuencia variable

El transformador de frecuencia variable (*Variable Frequency Transformer, VFT*) es un nuevo equipamiento para el control de flujo de potencia activa, el cual está basado en una combinación de un hidro-generador, un transformador y las tecnologías de regulación apropiadas.

El VFT se puede considerar como un transformador trifásico de dos devanados con el secundario giratorio, para controlar de forma continua el cambio de fase. Un sistema de regulación y control ajusta de forma precisa el ángulo de fase y la velocidad del rotor para regular el flujo de potencia a través del VFT.

Los vendedores de la tecnología VFT argumentan que este equipamiento tiene una menor complejidad y menores costes de mantenimiento.

La *figura 8.41* muestra el corte de un VFT de 100 MW instalado en Langlois, Canadá. Los componentes principales de un VFT son:

- El transformador giratorio
- El motor de accionamiento
- El colector

Una red de potencia se une al rotor del VFT y la otra red se conecta al estator del VFT.

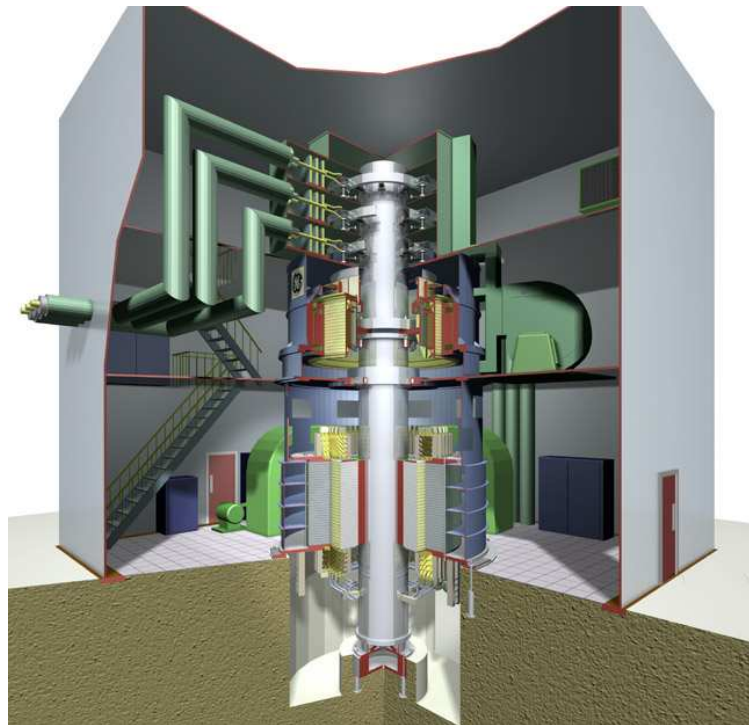


Figura.8.41. Representación del corte de un transformador de frecuencia variable.

8.5. Controladores FACTS basados en tiristores convencionales

Entre los dispositivos de control FACTS basados en tiristores convencionales, de los cuales se ha hablado anteriormente, se pueden citar los siguientes:

- Las reactancias controladas por tiristores (*Thyristor-controlled reactor TCR*)
- El compensador estático de potencia reactiva (*Static VAR compensator SVC*)
- El compensador serie controlado por tiristores (*Thyristor-controlled series compensator TCSC*).

En la figura siguiente, se puede ver la representación esquemática de los mismos.

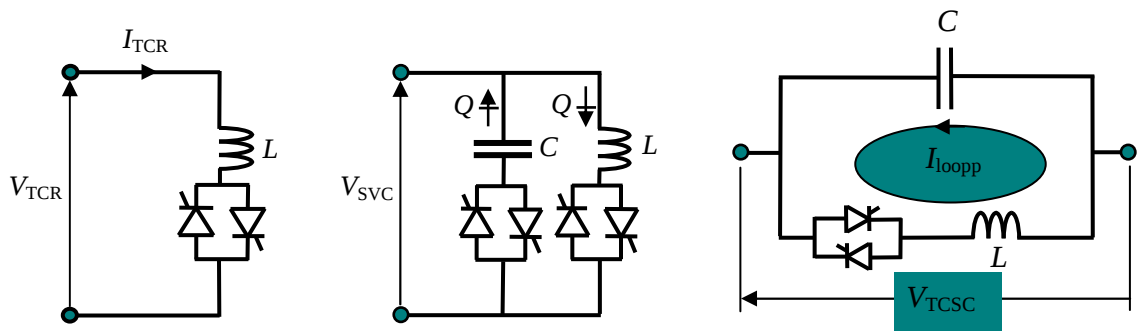


Figura 8.42. Representación esquemática de los dispositivos: TCR, SVC y TCSC

8.6. Transporte HVDC

HVDC (*High-Voltage Direct Current Transmission*). Cuando la viabilidad técnica y/o económica de la tecnología del transporte convencional de corriente alterna (CA) de alta tensión alcanza sus límites, entonces el transporte en corriente continua (CC) de alta tensión puede ofrecer la solución. Algunos aspectos como la desregulación en la industria de potencia, apertura de los mercados para suministrar energía más barata a los clientes y el incremento de la capacidad de transporte y distribución de líneas existentes pueden ser mejorados utilizando la tecnología HVDC. Concretamente, puede ser interesante aplicarla en los siguientes casos:

- Para el transporte económico de elevada potencia a largas distancias
- Para la interconexión de redes de potencia asíncronas
- Para el transporte de potencia a través del mar, cuando la longitud del cable es grande
- Para la interconexión síncrona de redes de potencia débiles, proporcionándoles una mayor estabilidad
- Para el intercambio adicional de potencia activa con otras redes sin tener que incrementar la potencia de cortocircuito del sistema.
- Para incrementar la capacidad de transporte en líneas de corriente alterna con derechos de paso existentes cambiando el sistema de transporte en CA por CC.

Aunque el transporte y distribución de energía eléctrica se inició a finales del siglo 19 en corriente continua, pronto se pasó a la alterna por la posibilidad que ofrecían los transformadores de elevar la tensión al valor adecuado para realizar el transporte, en función de la longitud y de la potencia a transmitir, con unas pérdidas de potencia relativamente reducidas. Sin embargo, ciertos inconvenientes inherentes al transporte en CA y la creciente aparición en el mercado de dispositivos semiconductores de alta potencia cada vez más asequibles económicamente, propició que los ingenieros centrasen sus trabajos en el desarrollo de la tecnología HVDC haciéndola comercial y técnicamente posible.

La primera interconexión comercial utilizando la tecnología HVDC fue realizada en 1954 al conectar la parte continental de Suecia con la isla de Gotland mediante una línea HVDC de 20 MW, 200 A y 100 kV. A partir de entonces, como se puede ver en la tabla 8.7, se han realizado un buen número de instalaciones de este tipo y, en la actualidad, se tienen proyectadas un total de 92 instalaciones de este tipo con una potencia total involucrada de unos 70 GW. Por lo que, durante más de 50 años se ha ido acumulando experiencia y han aparecido en el mercado, aparte de los propios tiristores clásicos (SCRs), dispositivos como los IGBTs (*Insulate Gate Bipolar Transistors*) de alta tensión que han acelerado el desarrollo de convertidores de tensión para aplicaciones de HVDC en el rango de baja potencia. Por otra parte, en los últimos años se han venido utilizando Convertidores el Fuente de Tensión (*Voltage Sourced Converter*, VSC) en aplicaciones de HVDC.

Tabla 8.7. Algunas de las instalaciones de transporte realizadas aplicando la tecnología HVDC

SITUACIÓN	PARÁMETROS	RAZONES ELECCIÓN
Itaipú, Brasil 1984	600MW, $\pm 600\text{kV}$ 785km + 805km	-longitud -conversión 50/60Hz
Leyte – Luzón, Filipinas 1994	440 MW, 350kV 430km + 21km	-transporte submarino
Rihand-Delhi, India 1990	1500MW, $\pm 500\text{kV}$ 814km	-longitud -estabilidad
Gotland, Suecia 2000	50MW, $\pm 80\text{kV}$ 70km	-aspectos medio ambientales -calidad suministro
TransÉnergie, Australia 2000	180MVA (3x 50MW) $\pm 80\text{kV}$ 65km	-aspectos medio ambientales -tiempo corto de suministro

8.6.1. Tecnología HVDC

El sistema tradicional HVDC fue construido mediante una línea de convertidores en fuente de corriente conmutados, basados en tiristores. El funcionamiento de este convertidor precisa de una fuente de tensión como generadores síncronos o condensadores síncronos en ambos extremos de la red de corriente alterna. Los convertidores de corriente conmutados pueden no suministrar potencia a un sistema de corriente alterna que no tenga generación local. El control de este sistema precisa de canales rápidos de comunicación entre las dos estaciones.

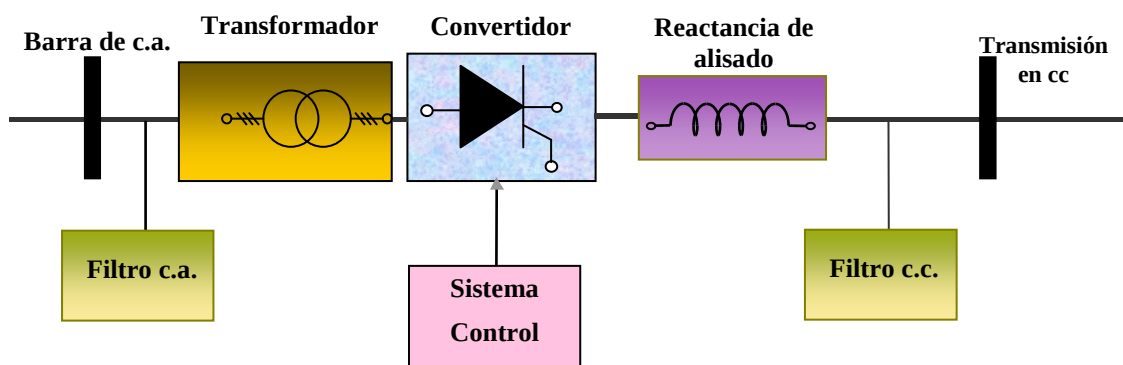


Figura 8.43. Diagrama de bloques con los componentes básicos de un sistema HVDC

Los componentes más relevantes que comprende un sistema HVDC, como se puede ver en la figura 8.43, son los siguientes:

- Los semiconductores de potencia del tipo tiristor (o IGBT) que permiten realizar la conversión de corriente alterna a corriente continua y que constituyen los componentes principales de cualquier convertidor de un sistema HVDC. Cada conjunto consta de un cierto número de tiristores (o IGBTs) conectados en serie con sus circuitos auxiliares. Las características deseables en los semiconductores de potencia utilizados, son las siguientes:
 - Diseño simple y fácil mantenimiento mecánico
 - Utilización de materiales resistentes al fuego y autoextinguibles
 - Que el número de conexiones eléctricas sea reducido al máximo
 - Que el número de componentes sea el menor posible
 - Evitar las fuentes potenciales de falta
 - Adecuado enfriamiento

Después de más de 50 años de funcionamiento, los tiristores utilizados en esta tecnología han demostrado su excelente fiabilidad. La reciente introducción de tiristores con protección de sobretensión integrada simplifica la válvula y reduce las necesidades de mantenimiento.

- El transformador del convertidor que permite obtener el nivel de tensión de CA apropiada para la entrada del convertidor.
- La reactancia de alisado, cuyas funciones principales son las siguientes:
 - Prevención de corrientes intermitentes
 - Limitación de las corrientes de falta de CC
 - Prevención de resonancia en los circuitos de CC
- El filtro de armónicos del lado de CA de la estación convertidora HVDC, que tiene principalmente dos funciones:
 - Absorber las corrientes armónicas generadas por el convertidor del HVDC
 - Suministrar potencia reactiva
 Se pueden conectar filtros simple, doble o triplemente sintonizados, así como filtros pasivos paso-alto, o cualquier combinación de los mismos.
- También se debe usar un filtro de CC que además de filtros activos de armónicos, puede tener filtros pasivos para conseguir un mejor comportamiento del conjunto. Siempre que sea posible es conveniente seleccionar filtros idénticos para que su funcionamiento no cambie significativamente cuando un filtro ha de ser desconectado.
- Circuito de transporte de CC, el cual incluye la propia línea de transmisión de CC, cable, los interruptores de CC de alta velocidad y el electrodo de tierra.
- Disyuntor de sobretensión, cuya finalidad principal es proteger el equipamiento de sobretensiones.
- Control y protección. Para realizar el sistema de control es preciso utilizar componentes integrados de alta calidad, utilizar los microprocesadores más avanzados para controlar todas las funciones del sistema y diseñar sistemas redundantes tolerantes a faltas.

Una estación HVDC requiere un espacio considerable porque los transformadores, filtros y condensadores de corrección de fase se sitúan al aire libre. Sin embargo, los semiconductores y el equipo de control se sitúan en edificios cerrados convenientemente acondicionados térmicamente. Esto se hace así ya que el colocar todos los elementos de la estación en el interior precisa de un gran edificio que puede resultar muy costoso.

Un sistema HVDC puede ser “monopolar”, Fig. 8.44, o “bipolar”, Fig. 8.45. El sistema monopolar utiliza un conductor de alta tensión y el retorno por tierra. Esto resulta ventajoso desde el punto de vista económico, pero está prohibido en algunos países porque la corriente de tierra ocasiona la corrosión de las tuberías y otros objetos metálicos enterrados. Sin embargo, en Europa, se encuentran en funcionamiento sistemas monopolares, la mayoría de ellos utilizados en trazados submarinos.

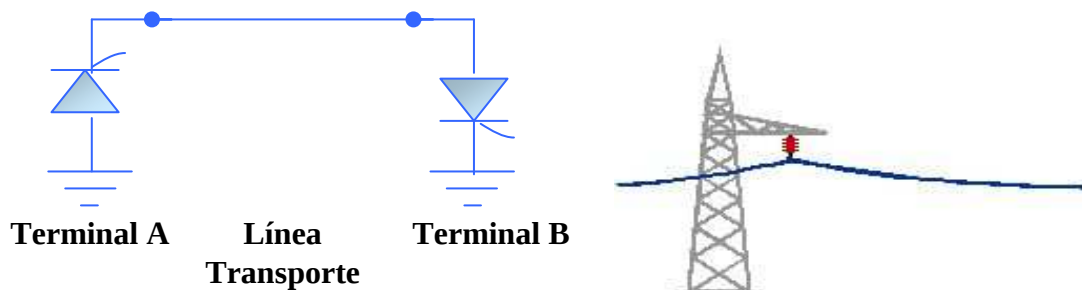


Figura 8.44. Representación esquemática de un sistema HVDC monopolar

El sistema bipolar utiliza dos conductores, uno con polaridad positiva y el otro con polaridad negativa. El punto medio es tierra. En el funcionamiento normal, la corriente circula a través de dos conductores de alta tensión sin corriente de tierra. Sin embargo, en el caso de fallo en un conductor, el sistema puede

transmitir la mitad de la potencia en modo monopolar. No obstante, este funcionamiento solamente se puede mantener durante un tiempo limitado.

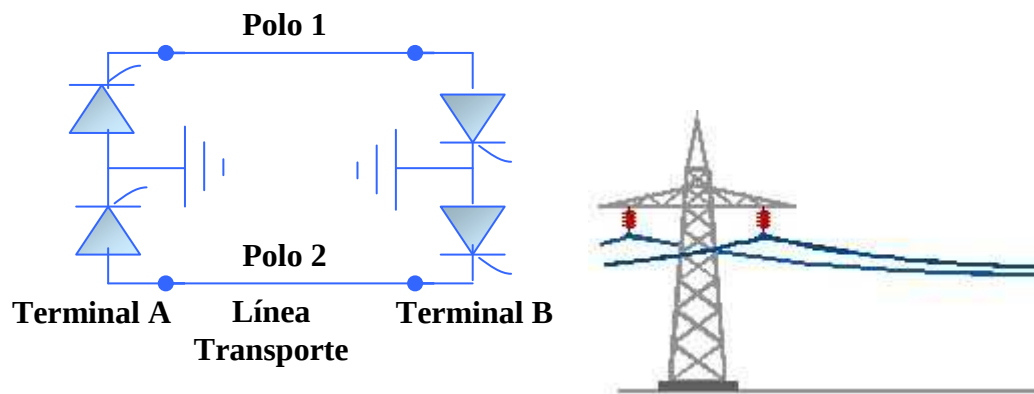


Figura 8.45. Representación esquemática de un sistema HVDC bipolar

8.6.2. Operación y mantenimiento

Para iniciar el diseño de un sistema HVDC, se precisan conocer parámetros básicos tales como la potencia a transmitir, distancia de transporte, niveles de tensión, sobrecarga continua y temporal, estado de la red en el extremo receptor, requerimientos medioambientales, seguridad, normativa, etc.

Para preparar una oferta es preciso realizar un diseño conceptual estableciendo las especificaciones técnicas necesarias en estrecha colaboración entre el fabricante y el cliente. El diseño y las especificaciones finales son de hecho el resultado del presupuesto y de las negociaciones con los fabricantes/suministradores. Se debe destacar que la relación entre el coste y la capacidad (MW) no es lineal, debido a que los costes del sistema de control, sistema de comunicación, suministro eléctrico auxiliar son más o menos independientes del tamaño del convertidor. En cuanto al tiempo de construcción, dependiendo de las diferentes tecnologías, se puede necesitar de tres años para grandes sistemas basados en tiristores a un año, desde la fecha de contrato.

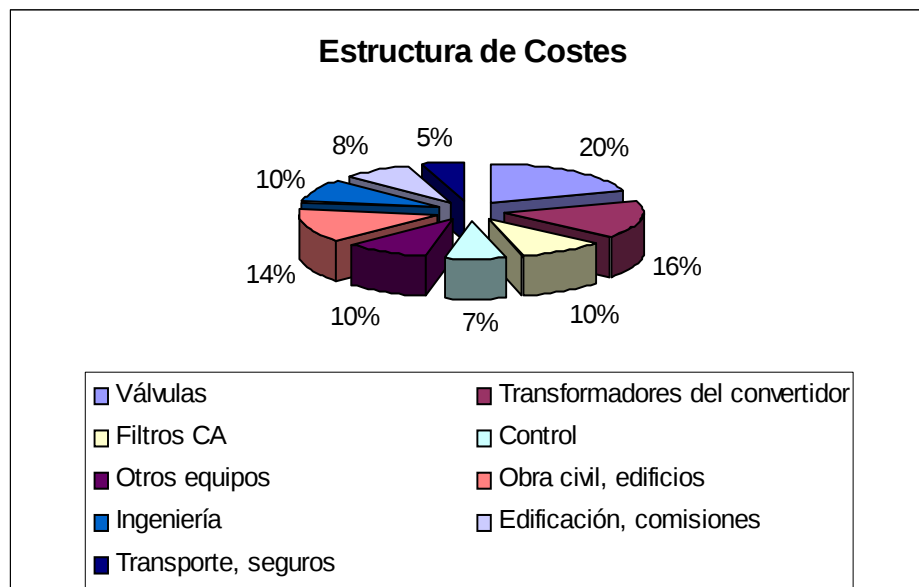


Figura 8.46. Estructura de costes de un sistema HVDC

En un sentido amplio el término operación indica las actividades continuas que se necesitan para mantener la disponibilidad del sistema en los niveles diseñados. Las interconexiones HVDC modernas pueden operar remotamente, incluidos los sistemas de control de los semiconductores basados en microprocesadores. Los sistemas HVDC modernos se diseñan para funcionar de forma totalmente

automática. Este hecho es particularmente importante en situaciones o países donde exista poco personal especializado, pudiendo estos especialistas controlar varias interconexiones HVDC desde un despacho central.

El mantenimiento de sistemas HVDC es comparable al de aquellos sistemas de CA de alta tensión. El equipamiento de alta tensión de las estaciones convertidoras es comparable al equipamiento correspondiente de las subestaciones de CA, y el mantenimiento se puede llevar a cabo de la misma manera. El mantenimiento se centrará en los filtros de CA y CC, reactancias de alisamiento, equipo de enfriamiento y a los propios dispositivos semiconductores. Se recomienda un mantenimiento normal rutinario de una semana por año. Los sistemas nuevos pueden funcionar incluso dos años sin necesitar ningún tipo de mantenimiento. En sistemas bipolares, se puede parar uno de los polos durante el tiempo que dure el mantenimiento, mientras que el otro continúa funcionando normalmente. Dependiendo de la capacidad de sobrecarga intrínseca el polo en funcionamiento puede asumir una parte de la carga del polo que se encuentra en mantenimiento.

8.6.3. Comparación entre los sistemas de CC y los de CA

La gran mayoría del transporte de potencia eléctrica usa la corriente alterna trifásica. Las razones que justifican la elección de sistemas HVDC en lugar de los sistemas de CA para transportar potencia en un caso particular son a menudo numerosas y complejas. Cada proyecto de transporte individual puede tener su propio conjunto de razones que justifican su elección.

Los argumentos más comunes que favorecen los sistemas HVDC, son los siguientes:

1. Coste de inversión. Para la misma capacidad de transmisión el coste de una línea de transporte HVDC es menor que el de una línea de CA. Sin embargo, las estaciones terminales son más costosas en el caso de HVDC debido al hecho de que han de realizar la conversión de CA a CC y viceversa. Por otra parte, los costes de transmisión media (líneas y cables), adquisición de terrenos/derechos de paso, son menores en el caso de HVDC. Además, el coste de operación y mantenimiento es menor para los sistemas HVDC. Los niveles de pérdidas iniciales son mayores en los sistemas HVDC, pero no varían con la distancia. Por el contrario, en los sistemas de CA de alta tensión los niveles de pérdidas se incrementan con la distancia. Por encima de una cierta distancia, la alternativa HVDC será siempre más barata. Esta distancia es mucho menor para cables submarinos (típicamente sobre unos 50 km). Esta distancia depende de varios factores, como medio de transmisión, diferentes aspectos locales (permisos, coste local de la mano de obra, etc) y, entonces, es preciso realizar un análisis para cada caso individual.

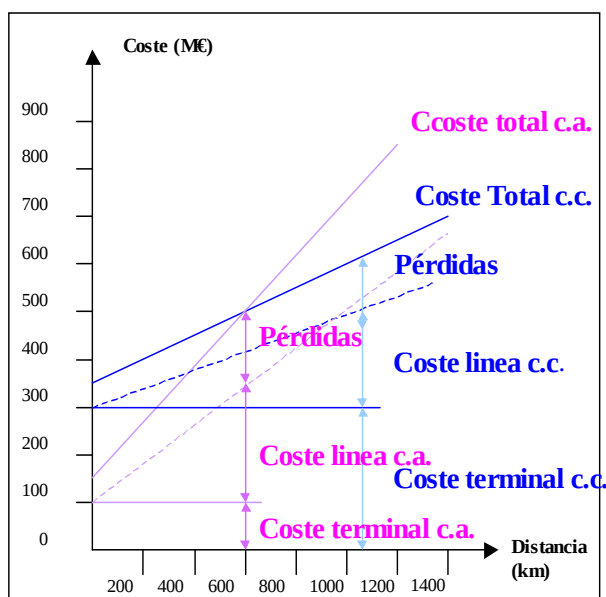


Figura 8.47. Representación gráfica de los costes de inversión y pérdidas de sistemas de CC y de CA

2. Cruce de largas distancias de agua. En un cable de transmisión de CA largo, el flujo de potencia reactiva debido a la capacitancia del cable largo limitará la máxima distancia de transmisión. Con HVDC no existe tal limitación; por lo tanto, para interconexiones por cables de gran longitud, la transmisión mediante un sistema HVDC es la única alternativa técnicamente viable.
3. Pérdidas menores. Una línea de transmisión HVDC optimizada tiene menores pérdidas que las líneas de CA para la misma capacidad de transmisión. Las pérdidas en las estaciones convertidoras tienen, naturalmente, que ser añadidas, pero teniendo en cuenta que representan únicamente el 0,6% de la potencia transmitida por cada estación, las pérdidas totales de la transmisión HVDC vienen a ser menores que las pérdidas de los sistemas de CA en prácticamente todos los casos. Los cables HVDC tienen también menores pérdidas que los cables de CA.
4. Conexión asíncrona. Por razones de estabilidad, resulta a veces difícil o imposible conectar dos redes de CA. En tales casos, la transmisión HVDC es la única forma de hacer posible un intercambio de potencia entre dos redes. Hay también interconexiones HVDC entre redes con diferentes frecuencias nominales (50 y 60 Hz) en Japón y Sudamérica.
5. Controlabilidad. Una de las ventajas fundamentales de los sistemas HVDC, es que resulta muy fácil de controlar la potencia activa en la interconexión.
6. Límite de la corriente de cortocircuito. Una transmisión HVDC no contribuye a la corriente de cortocircuito del sistema de CA interconectado.
7. Medioambiente. Mejorar las posibilidades de transmisión de energía contribuye a la utilización más eficiente de la plantas de potencia existentes. El coste de la cobertura de tierra y los derechos de paso asociados para una línea de transmisión HVDC no es tan alto como para una línea de CA. Esto reduce el impacto visual. Existe también la posibilidad de incrementar la capacidad de transmisión de potencia para derechos de paso existentes. Hay, sin embargo, algunos aspectos medioambientales que se deben considerar para la estaciones convertidoras, tales como: ruido audible, impacto visual, compatibilidad electromagnética y el uso del retorno por tierra o mar en el caso de operación monopolar. En general, se puede decir que un sistema HVDC es altamente compatible con el medioambiente y se puede integrar en el mismo sin necesidad de comprometer aspectos medioambientales importantes hoy día.

8.6.4. Capacidad de transporte de potencia de las líneas de CA y CC. Aislamiento

Es difícil comparar la capacidad de transmisión de líneas de CA y líneas de CC. Para CA la capacidad de transmisión real es función de los requerimientos de potencia reactiva y de la seguridad de operación (estabilidad). Para CC depende principalmente de las restricciones térmicas de la línea.

Si para un tamaño de aislamiento dado, la relación de las tensiones soportadas viene indicada por k (expresión 8.58).

$$k = \frac{\text{Tensión} - \text{CC} - \text{soportada}}{\text{Tensión} - \text{CA} - \text{soportada}(\text{eficaz})} \quad (8.58)$$

$k = 1$ polución

$k = \sqrt{2}$ zona razonablemente limpia

$k \succ 2$ cables

Diferentes experimentos sobre aisladores de líneas aéreas de CC al aire libre han demostrado que debido a los efectos desfavorables hay alguna precipitación de la polución sobre el extremo del aislador y un factor de seguridad bajo tales condiciones es $k=1$. Sin embargo, si la línea aérea pasa a través de una zona razonablemente limpia, k puede ser de hasta $\sqrt{2}$, correspondiente al valor de pico de la tensión de alterna. Sin embargo, para cables k es igual al menos a 2.

Una línea ha de estar aislada para las sobretensiones esperadas durante las faltas, operaciones de conexión, etc. Normalmente, las líneas de transporte de CA se aíslan contra sobretensiones de al menos cuatro veces la tensión eficaz nominal; estos requerimientos en cuanto al aislamiento se pueden conseguir realizando el aislamiento correspondiente a una línea de CA de 2,5 a 3 veces la tensión nominal.

$$k_1 = \frac{\text{Nivel} - \text{aislamiento} - \text{CA}}{\text{Tensión} - \text{nom.} - \text{CA}(E_p)} = 2.5 \quad (8.59)$$

Por otra parte, con un adecuado control del convertidor, la relación correspondiente para una transmisión HVDC, se muestra en la expresión (8.60).

$$k_2 = \frac{\text{Nivel} - \text{aislamiento} - \text{CC}}{\text{Tensión} - \text{nom.} - \text{CC}(V_c)} = 1.7 \quad (8.60)$$

Así para una tensión de CC polo a tierra V_d y una tensión de CA fase a tierra E_p , se puede establecer la relación (8.61).

$$\text{Relación} - \text{aislamiento} = \frac{\text{tamaño} - \text{aislamiento} - \text{requerido} - \text{por} - \text{cada} - \text{fase} - \text{CA}}{\text{tamaño} - \text{aislamiento} - \text{requerido} - \text{por} - \text{cada} - \text{polo} - \text{CC}} \quad (8.61)$$

y sustituyendo las ecuaciones (8.58), (8.59) y (8.60), se obtiene para la relación de relación de aislamiento la ecuación (8.62).

$$\text{Relación} - \text{aislamiento} = \left(k \times \frac{k_1}{k_2} \right) \times \frac{E_p}{V_d} \quad (8.62)$$

Para determinar la capacidad de transmisión de CC de una red de CA trifásica de doble circuito existente, es preciso tener en cuenta que la línea de CA se puede convertir a tres circuitos de CC, cada uno de los cuales con dos conductores de una tensión a tierra de $\pm V_d$ respectivamente.

La potencia transmitida en CA, vendrá dada por la expresión (8.63).

$$P_a = 6E_p \times I_L \quad (8.63)$$

La potencia transmitida en CC, vendrá dada por la expresión (8.64).

$$P_d = 6V_d \times I_d \quad (8.64)$$

Sobre la base de igual corriente y aislamiento.

$$I_L = I_d \quad (8.65)$$

$$V_d = \left(k \times \frac{k_1}{k_2} \right) \times E_p \quad (8.66)$$

La relación (8.52), muestra la relación de potencias.

$$\frac{P_d}{P_a} = \frac{V_d}{E_p} \left(k \times \frac{k_1}{k_2} \right) \quad (8.67)$$

Para los mismos valores de k , k_1 y k_2 que se han indicado anteriormente, la potencia transmitida por líneas aéreas se puede incrementar un 147%, con un porcentaje de pérdidas en la línea reducido al 68% y los números correspondientes para cables son 294% y 34%, respectivamente.

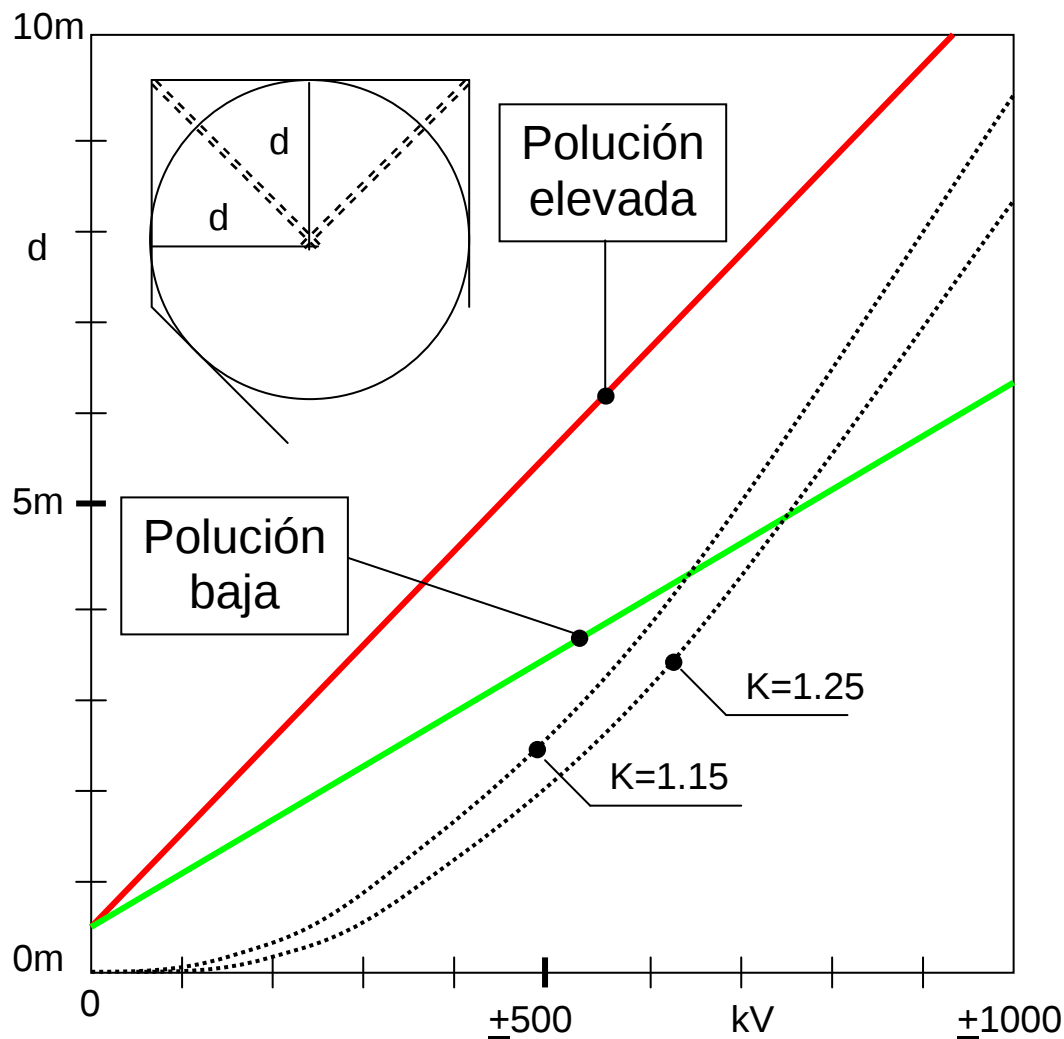


Figura 8.48. Representación gráfica de la polución en función de la tensión y de la distancia

Además, si la línea de CA se reconvierte, es posible una mejoría sustancial en la potencia transmitida. Existen diferentes reconversiones de líneas de CA a líneas de CC; estas reconversiones se llevan a cabo mediante una simple reconstrucción. Lo más viable es reconvertir una línea de CA de doble circuito a una línea bipolar de CC, lo cual implica realizar unas modificaciones que mantienen todos los conductores a una altura sobre el suelo de 1 a 2 metros por debajo de la posición original del conductor más bajo. Se insertarán dos nuevas crucetas al nivel de la vieja cruceta intermedia.

Si no se realizan cambios en los conductores, la relación de la corriente total se mantiene, lo cual significa que la potencia transmitida se incrementa proporcionalmente a la nueva tensión de CC línea a tierra. En la reconversión de líneas, cuando todos los conductores de un circuito de CA se concentran en un polo de CC, es posible que se consiga un incremento de tensión fase a tierra mayor que 3.

La tensión eficaz de CA línea a línea (compuesta) se dobla para el uso con CC, así la potencia transmitida se incrementa 3.5 veces.

- Potencia transmitida por CC (expresión 8.68).

$$P_c = 2V_c \times I_c = 2 \times \left(\frac{2.5}{1.7} \right) \times E_p \times \left(\frac{3}{2} \right) \times I_L = \frac{2.5}{1.7} P_a = 1.4 P_a \quad (8.68)$$

- Pérdidas en valores relativos (expresión 8.69).

$$\frac{P_{Cu,cc}}{P_{Cu,ca}} = \left(\frac{P_{Cu}/P_c}{P_{Cu}/P_a} \right) = \frac{1.7}{2.5} = 0.68 \quad (8.69)$$

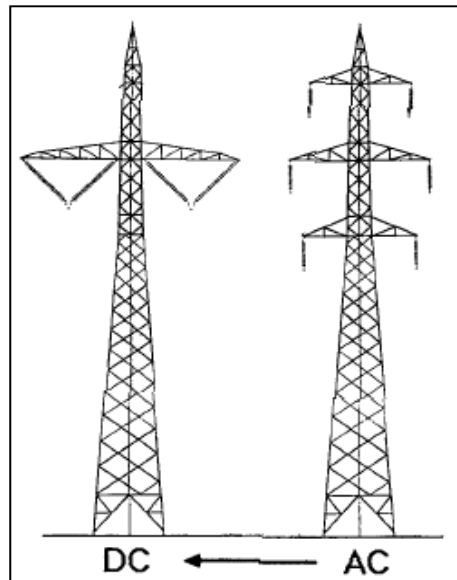


Figura 8.49. Disposición de las crucetas al pasar de una línea de CA trifásica de doble circuito a una línea de CC.

Tabla 8.8. Potencia transmitida y pérdidas para la línea original de CA de doble circuito y la línea resultante de CC obtenida por reconversión de la línea de CA

Tensión (kV)	CA					
	0,7 A/mm ²		1,0 A/mm ²		1,4 A/mm ²	
	P(MW)	Pérd. Joule por 10km	P(MW)	Pérd. Joule por 10km	P(MW)	Pérd. Joule por 10km
33	26	11.0	37	16.1	52	22.6
132	130	3.5	180	4.9	262	7.1

Tensión (kV)	CC					
	0,7 A/mm ²		1,0 A/mm ²		1,4 A/mm ²	
	P(MW)	Pérd. Joule por 10km	P(MW)	Pérd. Joule por 10km	P(MW)	Pérd. Joule por 10km
66	89	3.8	127	5.4	178	7.6
264	440	1.2	636	1.7	890	2.4

La tabla 8.8., muestra la potencia transmitida y las pérdidas relativas en función de la densidad de corriente para redes de distribución con conductor de 25 mm de diámetro. Sólo se tienen en cuenta las pérdidas por efecto Joule, porque son las más importantes en los niveles de tensión de distribución. Los valores numéricos son función de factores definidos, y son valores aproximados que muestran el orden de magnitud del incremento de potencia que se puede alcanzar.

La tecnología de CC en AT (HVDC), como se puede ver en las tablas 8.7 y 8.9, tiene en la actualidad un buen número de instalaciones en funcionamiento y jugará un papel muy importante en las próximas décadas, lo cual será posible gracias a la disponibilidad de nuevos semiconductores de alta potencia con capacidades de conmutación rápidas que, permitirán, instalaciones extraordinariamente compactas.

Los importantes avances que tendrán lugar en la tecnología HVDC y en la tecnología por cable de CC dará, como resultado que se consigan en los sistemas HVDC desarrollos similares a los utilizados en la actualidad a nivel de redes de distribución de CA. Entonces, dentro de unos pocos años, el rango de potencia económica de los sistemas HVDC, se espera que se reduzca a justo unos pocos MW, y a niveles de tensión típicos de MT de la red de distribución.

Tabla 8.9. Equipamiento FACTS. Instalaciones HVDC-VSC.

INSTALACIÓN	POTENCIA	AÑO
Hellsjön-Grängser	3 MW; ± 10 kV	Marzo 1997
Gotland-Visby City	50 MW; ± 80 kV	Mediados 2000
Directlink en Australia	180 MW; ± 80 kV	Mediados 2000
Eagle Pass-Piedras Negras	36 MW; 238 kV	Mediados 2000
Cross Sound en Nueva York	330 MW; ± 150 kV	Septiembre 2002
Murraylink en Australia	200 MW; ± 150 kV	Octubre 2002

8.6.5. HVDC Light

La tecnología HVDC convencional utiliza convertidores de conmutación natural que requieren una fuente de tensión de corriente alterna para poder funcionar. El proceso de conversión requiere potencia reactiva que toma de los filtros y bancos de condensadores que son parte de la estación convertidora. La eventual demanda o exceso de potencia reactiva deberá ser absorbida por el sistema de CA. Esta diferencia de potencia reactiva debe ser mantenida entre unos límites pre-establecidos para poder mantener la tensión dentro de las tolerancias aceptables. En el caso de conectarse a una red débil es de suma importancia mantener el balance de potencia reactiva para poder operar dentro de las tolerancias de voltaje deseadas.

A diferencia de una máquina síncrona o un compensador estático los convertidores de HVDC convencional en sí no pueden contribuir mucho al soporte dinámico de tensión, aunque se pueden instalar bancos de condensadores adicionales para obtener un soporte transitorio ó estacionario. (También se pueden obtener cierto soporte dinámico, permitiendo ángulos de disparo mayores).

Sin embargo, la tecnología más reciente de HVDC, llamada HVDC Light, se basa en convertidores de conmutación forzada y su comportamiento se asemeja al de las máquinas síncronas. Usando componentes de alta frecuencia de conmutación, como el IGBT (Insulated Gate Bipolar Transistor), se puede usar tecnología PWM para producir la tensión de corriente alterna como una conmutación ultra-rápida entre dos tensiones fijas.

Con PWM es posible producir cualquier ángulo de fase y amplitud (hasta cierto nivel), y se pueden variar prácticamente en forma instantánea. También, la tecnología de conmutación forzada permite la alimentación a una red pasiva (sin generación), que cual resulta ventajoso en la restauración de una red después de un apagón

8.6.6. Conexiones back-to-back

Para la conexión asíncrona de sistemas de potencia de alta tensión o sistemas con frecuencias diferentes, se pueden utilizar interconexiones back-to-back (*Figura 8.50*).

Se puede utilizar también para estabilizar interconexiones débiles de CA o incluso para suministrar más potencia activa, donde el sistema de CA alcanza el límite de la capacidad de cortocircuito.

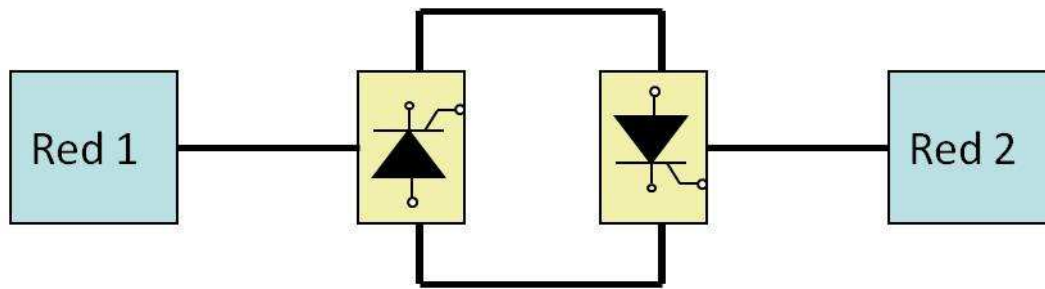


Figura 8.50. Diagrama de bloques de una interconexión back-to-back entre redes asíncronas.

8.6.6. Requisitos de selección del equipamiento para interconexiones asíncronas

El equipamiento seleccionado debe tener la capacidad de permitir que el sistema interconectado reciba alimentación alternativa de otro sistema interconectado.

El equipamiento debe ser capaz de funcionar sin demanda de potencia reactiva desde los sistemas interconectados. Esto se aplica a ambos casos, cuando hay y cuando no hay intercambio de potencia activa entre los dos sistemas.

El equipamiento debe tener la capacidad de prevenir perturbaciones de tensión que se propaguen desde el sistema vecino con la finalidad de prevenir condiciones de colapso de tensión en ese sistema.



Figura 8.51. Fotografía del enlace de 36 MW, $\pm 138\text{kV}$ HVDC-VSC localizado en la subestación Eagle Pass. Utilizado para exportar/importar energía eléctrica entre AET-TCC en Texas y CFE, México.

El sistema HVDC-VSC de Piedras Negras – Eagle Pass usa convertidores basados en IGBTs, los cuales conmutan a 1260 Hz ($m_f=1260/60=21$). Conecta las redes de 138 kV de CFE y AET-TCC. Consta de dos VSCs de 36 MW.

8.7. Sistemas de alta calidad de potencia en la red de distribución

El valor de la calidad de potencia, se decide por las consecuencias económicas que supone una deficiente calidad. Por ejemplo, el coste del daño causado por una interrupción de tensión puede variar desde millones de dólares para un pequeño número de consumidores, (aquellos con plantas de producción muy automatizadas, por ejemplo fabricación de microchips e industrias químicas), hasta prácticamente nada para la gran mayoría de consumidores. El diagrama que se muestra en la figura 8.52 representa una típica “sensibilidad de dependencia PQ”, referida al número de clientes en un sistema de distribución en MT.

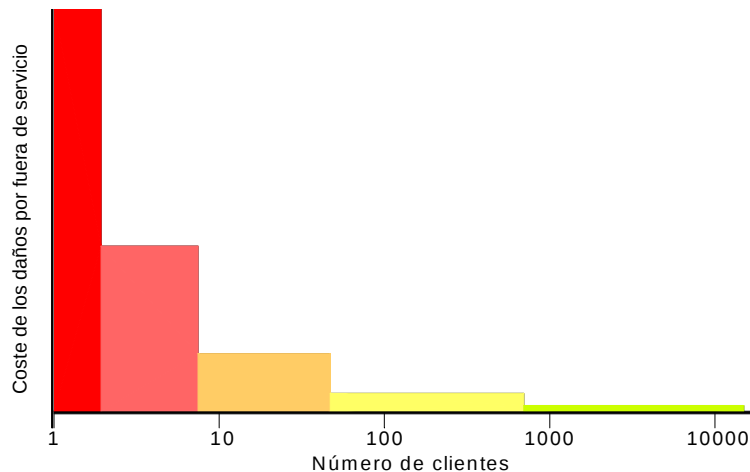


Figura 8.52. Relación típica entre el coste de los daños causados por una falta en una red típica de distribución de MT ante el número de clientes, causando efectos negativos en los nuevos tipos de regulación.

Existen dos soluciones para hacer frente a la demanda de alta calidad de potencia.

- Instalando a nivel de red sistemas de mejora de la calidad próximos a las subestaciones primarias
- Instalar sistemas de calidad descentralizados próximos a consumidores sensibles.

A partir de las soluciones anteriores, en cada una de ellas existen dos concepciones a elegir, siendo la primera, el uso de sistemas de calidad basados en la tecnología tradicional mejorada, y la segunda, el uso de sistemas basados en la conversión con semiconductores de potencia.

Independiente de la solución y concepción que se elija, en un futuro próximo la tecnología de la información jugará un papel clave en la calidad de potencia, debido al nivel de motorización que se desarrolle, pudiendo así, ser controlada la calidad de potencia a tiempo real, sin intervalos.

8.7.1. Sistemas de calidad basados en la tecnología tradicional mejorada

En redes de distribución de MT, las soluciones de calidad de potencia constan, básicamente, de componentes primarios que proporcionan el adecuado control del propio sistema. Para redes automatizadas, se puede proporcionar un interface que superordene la información y controle el sistema.

Hoy en día, y dentro de las soluciones basadas en la tecnología tradicional mejorada, se instalan circuitos de interrupción sincronizada y módulos de compensación del factor de potencia (*PFC modules*), con bancos de condensadores conmutados y protección de resonancia, basados en la tecnología de conmutación tradicional.

Comparándolos con las soluciones basadas en semiconductores de potencia, son muy compactos, seguros, tienen pérdidas muy bajas y son de reducido coste efectivo. Generalmente, se encuentran integrados en los sistemas de desconexión estándar de MT; por lo que, tales sistemas se pueden usar con los equipos de medida de tensión y corriente existentes. Sin embargo, ya que su mecanismo de funcionamiento limita el número de ciclos de conmutación que pueden manejar, no son adecuados para demasiadas frecuencias de conmutación.

La conexión de los módulos de compensación de potencia reactiva (*MV PFC modules*), se puede o bien centralizar (por ejemplo en las subestaciones primarias para elevadas relaciones de kVAr), descentralizar en la red de distribución de MT o, como alternativa, en el lado de BT, lo cual supone una ventaja para bajos valores de kVAr.

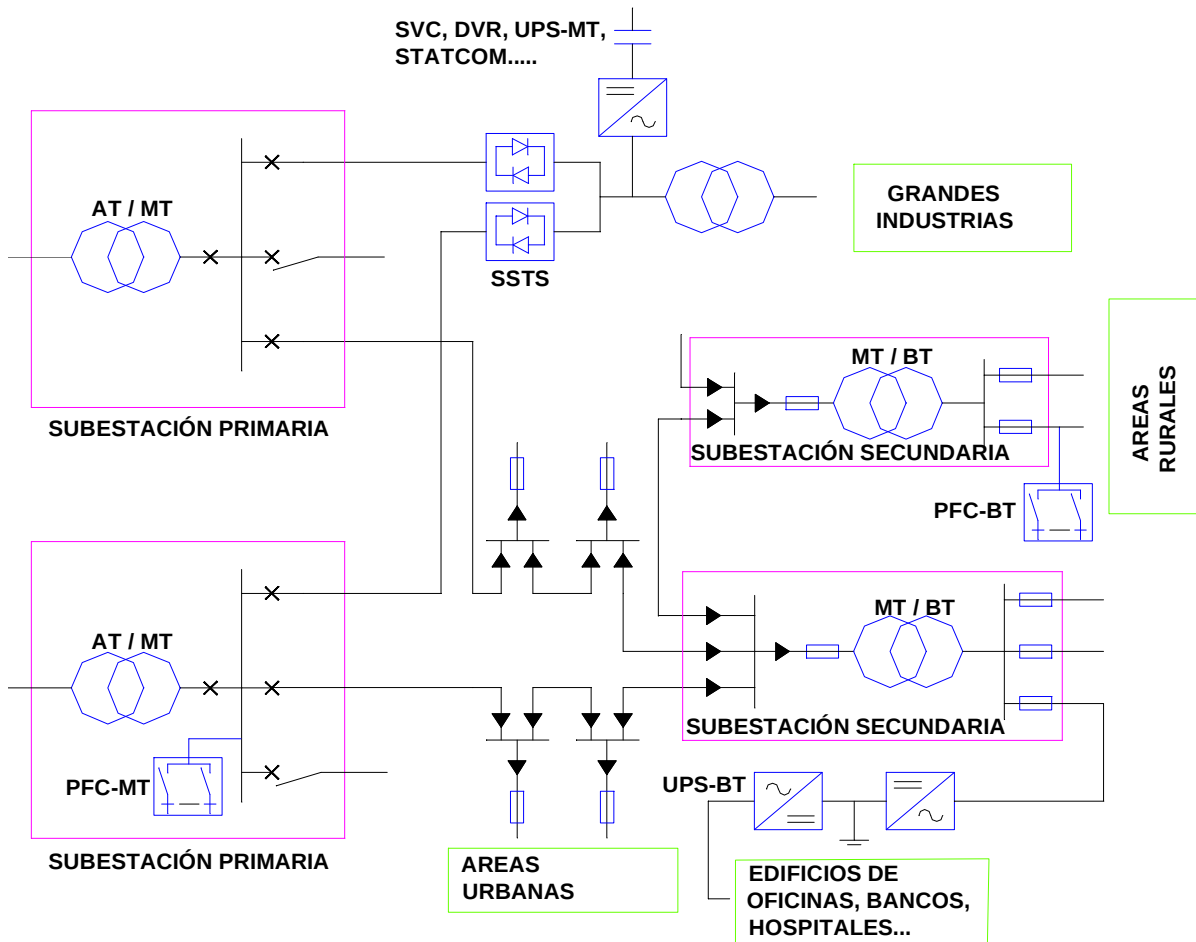
8.7.2. Sistemas basados en la utilización de semiconductores de potencia

Entre las soluciones basadas en semiconductores de potencia más conocidas, para redes de MT, como se ha visto anteriormente, se encuentra el compensador estático de potencia reactiva (*Static Var Compensator, SVC*), aunque también se encuentran otros dispositivos; tales como, el restaurador dinámico de tensión (*Dynamic Voltage Restorer, DVR*), el sistema de suministro ininterrumpible de potencia de MT (*Uninterruptible Power Supply, MV-UPS*) y el compensador síncrono estático (*Static Synchronous Compensator, STATCOM*).

Otro dispositivo a considerar es el interruptor de transferencia de estado sólido (*Solid State Transfer Switch, SSTS*), el cual permite al cliente industrial conectarse a otra alimentación si tiene lugar una falta en la red de distribución de MT a la que está conectado

Los nuevos sistemas de calidad de potencia basados en los semiconductores de potencia, están equipados con semiconductores de mayor potencia y menores pérdidas para frecuencias de conmutación superiores a 1 kHz.; lo cual, tiene como ventaja una respuesta de tiempo muy corta y un menor esfuerzo de filtrado.

Las soluciones basadas en los semiconductores de potencia para redes de BT, son diferentes versiones de los sistemas UPS (*Uninterruptible Power Supply*) de BT (offline, online y línea interactiva) para proteger las cargas sensibles tanto contra fluctuaciones de tensión como contra interrupciones, así como filtros activos para compensar corrientes armónicas.



DVR: Restaurador dinámico de tensión.

PFC: Compensador del factor de potencia.

UPS: Suministro ininterrumpible de potencia.

STATCOM: Compensador síncrono estático.

SSTS: Interruptor de transferencia de estado sólido.

SVC: Compensador estático de potencia reactiva.

Figura 8.53. Red de distribución típica de MT, con sistemas para mejorar la calidad de potencia (basados en la conversión con semiconductores de potencia).

8.7.2.1. Sistemas de potencia de primera calidad

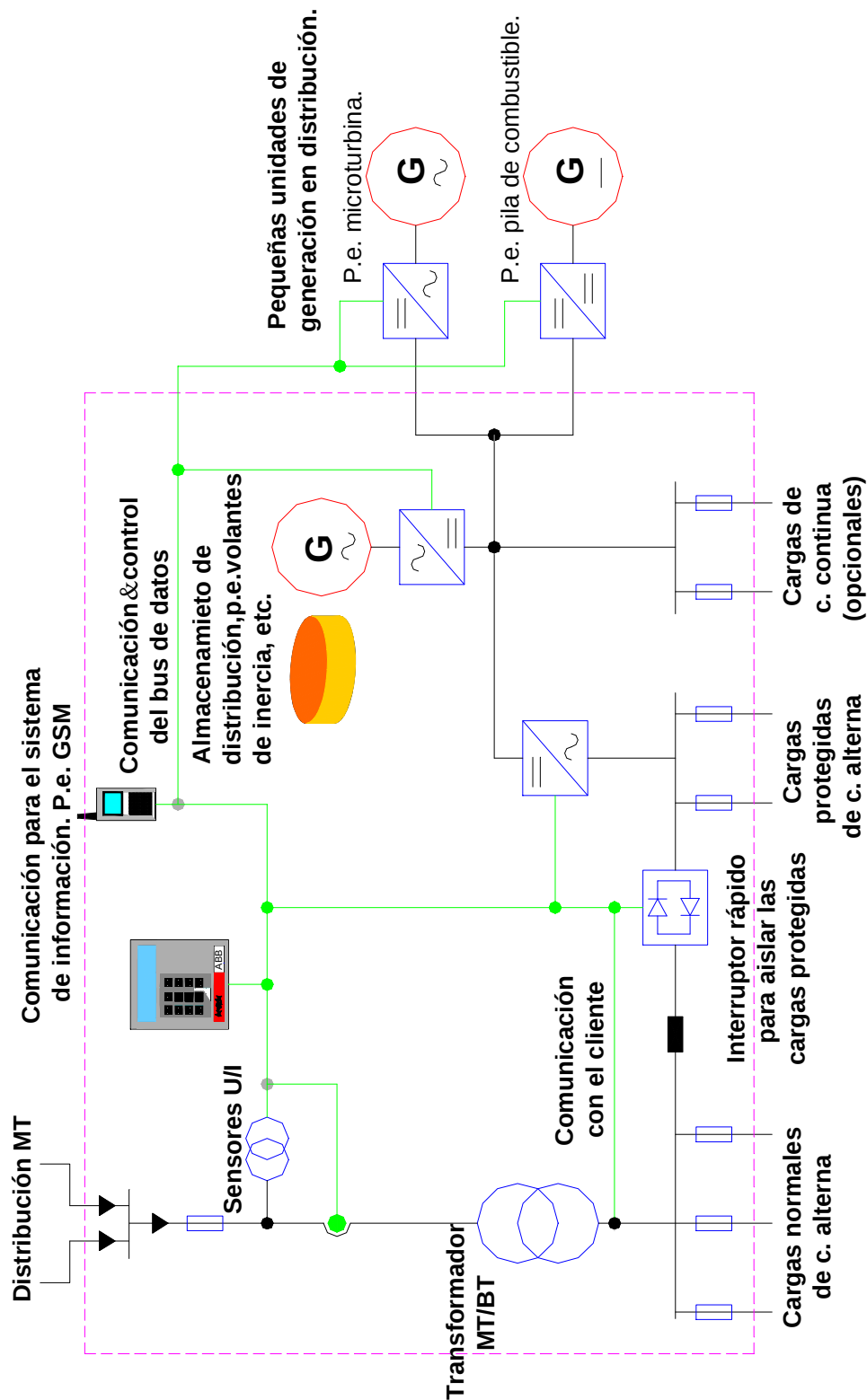


Figura 8.54. Ejemplo de un sistema de potencia de primera calidad.

Estos sistemas se diseñan para operar en redes de distribución de MT próximas a los clientes. Los sistemas de potencia de primera calidad proporcionan un control de la red en tiempo real, protegen a los

equipos sensibles de los clientes frente a perturbaciones en la red y protegen a la red de distribución de MT frente a perturbaciones originadas en el lado de la carga.

Un bloque modular permite realizar las diferentes configuraciones posibles, para tener en cuenta las distintas necesidades de los clientes. Las cargas normales y protegidas de c.a., así como las cargas de c.c., se pueden alimentar con potencia del lado de BT. Este sistema de potencia cuenta con una subestación secundaria y unidades locales de generación. La subestación secundaria dispone de un sistema integrado para mitigar las caídas de tensión y las interrupciones breves. El interruptor rápido de BT, instalado entre las cargas no protegidas y las protegidas, aísla las dos partes de la barra en caso de falta.

Tanto los dispositivos de almacenamiento de energía como la generación local de potencia, están interconectados a través de una línea de c.c.. El uso de una línea común de c.c., supone un menor número de componentes y permite la conexión a la red mediante un inversor común. La conexión de c.c. se puede configurar para permitir que diferentes unidades complementarias sean fáciles de interconectar. Como las unidades modernas de generación distribuida, tales como microturbinas, células de combustible, etc, tienen una capacidad de carga limitada, son necesarias unidades adicionales de almacenamiento de energía para garantizar la operación estable del sistema. La solución integrada supone una considerable reducción de coste por ciclo de vida, respecto de las tradicionales versiones no integradas.

8.8. Automatización distribuida y tecnología web

El control de potencia ha sido, tradicionalmente, uno de los principales objetivos de la automatización distribuida (*Distribution Automation, DA*). Minimizar las consecuencias de faltas y mantener la tensión dentro de límites tolerables, son las características referidas a la calidad de potencia más comunes proporcionadas por la automatización distribuida. Estas tareas son realizadas por dispositivos electrónicos inteligentes que reciben su entrada desde diferentes sensores, generalmente equipo de control primario, tales como interruptores, dispositivos de reenganche, bancos de condensadores, filtros activos, tomas de transformadores, etc. Se pueden encontrar esquemas de control basados en inteligencia autónoma local, así como esquemas que utilizan un amplio y coordinado control de la red.

Tabla 8.10. Contribución de la Automatización distribuida a la mejora de la calidad de potencia

CONTRIBUCIÓN DE LA AUTOMATIZACIÓN DISTRIBUIDA A LA MEJORA DE LA CALIDAD DE POTENCIA		
AUTOMATIZACIÓN DE LA SUBESTACIÓN DE MT	ATOMATIZACIÓN DEL SUMINISTRO DE MT	AUTOMATIZACIÓN DEL CLIENTE EN BT
- Control y motorización de las salidas. - Condición de motorización de la subestación primaria. - Localización de la falta, aislamiento y restauración. - Control de energía reactiva y tensión.	- Control y monitorización del suministro. - Condición de motorización de la subestación secundaria - Localización de la falta aislamiento y restauración. - Control de energía reactiva y tensión. - Gran área de comunicación	- Lectura de medidas automática. - Servicio de conexión y desconexión automático. - Control de las cargas.

El desarrollo tan impresionante que ha tenido la tecnología web y comunicación sin cables, están preparando el camino para un nuevo desarrollo en la monitorización remota y el control en redes de distribución. Las subestaciones secundarias contienen servidores web integrados y la comunicación GMS,

sin cable, permite a los usuarios monitorizar y controlar virtualmente, desde cualquier parte, los nudos críticos de su red a un precio muy razonable.

Algo obvio y crucial, relacionado con el uso de la tecnología web y las redes de comunicación pública, es la seguridad. Ninguno de estos negocios toleraría cualquier compromiso donde la seguridad estuviese en entredicho. La seguridad requerida se puede alcanzar usando alguna de las diferentes técnicas existentes, por ejemplo: PASSWORDS, CODIFICACIÓN, ESQUEMAS “CALL-BACK”, etc, en los cuales la operación remota sólo se permite cuando el enlace de comunicación se establece con el propio dispositivo controlado.

En general, el equipamiento primario es costoso y las consecuencias de las faltas son más severas que para el equipamiento equivalente más lejano aguas abajo, la automatización es mucho más común en subestaciones que, por ejemplo, en los equipos de alimentación de MT. La tabla 8.10 proporciona una panorámica de cómo la automatización distribuida (DA) contribuye a mejorar la calidad de potencia.

8.8.1. Fuentes de generación distribuidas

Las fuentes de generación distribuidas pueden ser de dos tipos:

- No controlables: Dentro de este tipo de fuente distribuida se incluyen los aerogeneradores y los sistemas fotovoltaicos, este tipo de fuentes se les considera no controlables ya que su funcionamiento depende de las condiciones meteorológicas, etc. Por lo que, constituyen una fuente de problemas de calidad de potencia.
- Controlables: Dentro de este tipo de fuente distribuida se incluyen los generadores diesel, pequeñas turbinas de gas, células de combustible, dispositivos de almacenamiento de pequeña energía (baterías, volantes de inercia, condensadores, etc.). Este tipo de dispositivos pueden contribuir a mejorar la calidad de potencia.

Dentro de una red existente, las fuentes distribuidas controlables, las cuales se pueden usar para hacer frente a los picos de potencia, para reducir tarifas o para mejorar la red o, también, para incrementar la eficiencia de la energía utilizando, mediante la COGENERACIÓN, energía primaria.

Así pues, todas las fuentes distribuidas controlables pueden contribuir a mejorar la calidad de potencia, especialmente los equipos de almacenamiento, para superar caídas de tensión o interrupciones cortas, las cuales constituyen los problemas de calidad más frecuentes.

8.9. Tendencias futuras

Hasta ahora, la tecnología de conversión CA/CC, ha sido demasiado costosa para su uso rutinario en los sistemas de MT. Las innovaciones técnicas, están cambiando esta situación y haciendo económicamente viable la sustitución de incluso un transformador típico de distribución MT/BT, 50 Hz, en el más bajo rango de potencia (100 kW a 2 MW), por un transformador conmutado electrónicamente de elevada frecuencia.

El transformador basado en los semiconductores de potencia puede operar bien desde una entrada de ca, en MT (trifásica o monofásica), o desde una entrada de CC, en MT. El sistema permite el balance de carga y garantiza baja distorsión de corriente armónica. Las caídas de tensión, o incluso las interrupciones breves, en el lado de MT, se pueden superar sin ningún problema, usando los usuales condensadores conectados en CC.

Las redes de distribución de MT y BT se beneficiarán, de diferentes maneras, por el uso de enlaces de CC, sobrepuestos a la red de distribución tradicional de CA en MT. Estos beneficios pueden ser:

- ↳ Las redes de distribución local de CC en BT pueden suministrar, directamente, potencia a los procesos de CC o sistemas de electrónica de potencia con un enlace de CC (ejemplo, reguladores de velocidad de motores de CC), en la ubicación de los clientes.

- ✎ La transferencia de perturbaciones entre las redes de distribución de MT, se reduce drásticamente cuando se usan enlaces de CC en MT (MVDC).
- ✎ El coste de cableado utilizado para los enlaces de CC en MT, es considerablemente más bajo que para CA.
- ✎ Los enlaces sobrepuestos de CC en MT, permiten una eficiente integración así como niveles de potencia elevados para la cada vez mayor proliferación de instalaciones de generación distribuida (por ejemplo, parques eólicos litorales).
- ✎ Los enlaces superpuestos de CC en MT, en conjunción con un control apropiado del flujo de potencia, proporcionan una alta calidad de potencia para grandes regiones, así como una mejor utilización de la red de MT.
- ✎ La elevada funcionalidad de los transformadores MT/BT, conmutados electrónicamente, representan un gran valor y tendrán grandes posibilidades en el futuro.

El mercado basado en soluciones que aporte la electrónica de potencia, crecerá al mismo ritmo al que el coste y las pérdidas de potencia del equipamiento de electrónica de potencia se reduzcan. En ese momento, se asegurará su mercado en las redes de distribución de CA en MT existentes.

8.10. Referencias

- [1] M. H.J. Bollen, *Understanding Power Quality Problems: Voltage sag & Interruption*, IEEE Press, 2000.
- [2] Arindam ghosh, *Power Quality Enhancement using custom Power Devices*, Norwell, MA: Kluwer Publications, 2002.
- [3] R.S.Weissbach, G.G.Karady, and R.G.Farmer, *Dynamic voltage Compensation on distribution feeders using flywheel energy storage*, IEEE Trans.Power Delivery, Vol. 14, pp.465-471, Apr.1999.
- [4] H.J.Jung, I.Y.Suh, B.S.Kim, R.Y.Choi, and J.H.Song, *A study on DVR for unbalanced voltage compensation*, IEEE Appl. Power Electron. Conf., Vol.2., pp. 1068-1073, 2002.
- [5] S. S. Choi, B. H. Li, and D. M. Vilathgamuwa, *Dynamic voltage restoration with minimum energy injection*, IEEE Trans. On Power Delivery, vol.15, No.1, February 2000.
- [6] Robert S. Weissbach, George G. Karady, and Richard G. Farmer, *A combined uninterruptible power supply and dynamic voltage restorer using a flywheel energy storage system*, IEEE Trans. On Power Delivery, vol.16, No.2, Apr. 2001.
- [7] F. Z. Peng, H. Akagi, and A. Nabae, *Compensation characteristics of the combined system of shunt passive and series active filters*, IEEE Trans. on Industry Applications, vol. 29, no. 1, pp. 144-151, Jan/Feb 1993.
- [8] B.K.Bose, *Modern power electronics & AC drives*, Prentice Hall, PTR, 2002.
- [9] Tarek I. El-Shennawy, Abdel-Mon'em Moussa, Mahmoud A. El-Gammal, and Amr Y. Abou-Ghazala, *A dynamic voltage restorer for voltage sag mitigation in refinery with induction motor load*, American Journal. of Engineering and Applied Sciences, vol.3, No.1, pp.144-151, 2010.
- [10] M.H.Haque, *Voltage sag correction by dynamic voltage restorer with minimum energy injection*, IEEE power engineering review, May 2000.
- [11] Carl N.M. Ho and Henry S.H. Chung, *Fast dynamic control scheme for capacitor-supported dynamic voltage restorers: Design issue, implementation & analysis*, IEEE Int.Conf.Proc.vol.1, No.2, pp.3066-3072, 2007.
- [12] Takushi Jimichi, Hideaki Fujitani and Hirofumi Akagi, *A dynamic voltage restorer equipped with high-frequency isolated dc-dc converter*, IEEE trans. on industry applications, vol.47, No.1, Jan/Feb.2011.
- [13] A. Ghosh and G. Ledwich, *Structures and control of a dynamic voltage regulator (DVR)*, Proc. IEEE-PES Winter Meeting, Columbus, OH, 2001.

- [14] R.D. Christie, B.F. Wollenberg, and I. Wangensteen, *Transmission management in the deregulated environment*, Proceedings of the IEEE, vol. 88, pp. 170 -195, Feb. 2000
- [15] G. Marin, J. Ramirez, *Congestion management in electrical power systems within deregulated schemes*, 35th North American Power Symposium, Oct 2003
- [16] R. D. Rosevear, *Power Cables in 21st Century Energy Development*, IEEE Power Engineering Review, vol. 20, pp. 8 -10, sep. 2000
- [17] G. Reed, J. Paserba and P. Salavantis, *The FACTS on resolving transmission gridlock*, IEEE Power Engineering Magazine, p.p. 41-46, Oct. 2003.
- [18] http://www.gdl.cinvestav.mx/~jramirez/Tesis_GMA.pdf
- [19] J.Ramirez, G. Marin, *Alleviating Congestion of an Actual Power System by Genetic Algorithms*. IEEE Power Engineering Society 2004 General Meeting. Jun. 2004
- [20] C. W. Edwards, K. E. Mattern, P. R. Nannery, and J. Gubernick "Advanced Static Var Generator Employing GTO Thyristors," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 3, no. 4, pp. 1622-1627, October 1988.
- [21] L. Gyugyi, N. G. Hingorani, P. R. Nannery, and N. Tai, "Advanced Static Var Compensator Using Gate Turn-Off Thyristors for Utility Applications," *CIGRE*, 23- 203, August 26 – September 1, France 1990.
- [22] N. Mohan, T. M. Undeland, and W. P. Robbins, "Power Electronics: Converters, Applications and Design," Second Edition, *John Wiley & Sons, Inc.*, 1995.
- [23] *Proceedings of EPRI 2nd FACTS Users Meeting*, Chattanooga, Tennessee, November 4-5, 1999.
- [24] S. Bernet, R. Teichmann, A. Zuckerberger and P. K. Steimer, "Comparison of High- Power IGBT's and Hard Driven GTO's for High Power Inverters," *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 35, n0. 2, pp. 487-495, March/April 1999.
- [25] P. K. Steimer, H. E. Gruning, J. Werninger, E. Carroll, S. Klaka and S. Linder, "IGCT – A New Emerging Technology for High Power, Low Cost Inverters," *IEEE Industry Application Magazine*, pp. 12 – 18, July / August 1999.
- [26] B. Jayant Baliga, Michael S. Adler, Robert P. Love, Peter V. Gray and Nathan D. Zommer, "The Insulated Gate Transistor: A new Three-Terminal MOS-Controlled Bipolar Power Device," *IEEE Trans. Electronic Devices*, vol. ED-31, pp. 821-828, June 1984.
- [27] Yiqiao Liang, "Multilevel Voltage Source Inverters with Phase Shift SPWM AND Their Applications in STATCOM and Power Line Conditioner," *Ph. D. Thesis, Drexel University*, Philadelphia PA., December 1999.
- [28] J. Sigg, P. Tuerkes and R. Kraus, "Parameter Extraction Methodology and Validation for an Electro-Thermal Physics-Based NPT IGBT Model," *IEEE*.
- [29] Ricardo D. Marín, "Detailed analysis of a multi-pulse STATCOM," *Tesis Doctoral, Cinvestav*, Guadalajara, 2001.
- [30] Meynard and H. Foch, "Multi-level conversion: High voltage choppers and voltage source inverters," *Proceeding of IEEE PESC*, 1992, pp. 397-403.
- [31] Husam K. Al-Hadidi, "Investigation of a cascade Multi-level Inverter as an Advanced Static Compensator," *M. Sc. Thesis, Department of Electrical and Computer Engineering, University of Manitoba*, Winnipeg, Manitoba, August 2002.

- [32] Vassilios G. Agelidis and Martina Calais, "Application Specific Harmonic Performance Evaluation of Multicarrier PWM Techniques," *IEEE Transactions on Industry Applications*, 1998, pp. 172-178.
- [33] J. K. Steinke, "Switching frequency optimal PWM control of three level Inverter," *Proc. of Third European Conf. on Power Electric and Application*, Aachen, Germany, October 9-12, 1989, pp. 1267-1272.
- [34] D. Grahame Holmes and Thomas A. Lipo, "Pulse Width Modulation for Power Converters: Principles and practice," *IEEE Press*, 2003.
- [35] S. Bowes and B. M. Bird, "Novel Approach to the analysis and synthesis of modulation processes in power converters," *IEE Proceedings*, London, vol. 122, no. 5, pp. 507-513, May 1975.
- [36] W. R. Bennett, "New results in the calculation of modulation products," *The Bell System Technical Journal*, vol. 12, April 1933, pp. 228-243.
- [37] H. S. Black, "Modulation Theory," Van Nostrand, New York, 1953.
- [38] Ronald N. Bracewell, "The Fourier Transform and its Applications," Second Edition, *Mc Graw-Hill International Editions*, Singapore, 1986.
- [39] E. Acha, V.G. Agelidis, O. Anaya-Lara y T.J.E. Miller, "Power Electronic Control in Electrical Systems", Newnes Power Engineering Series, 2002
- [40] John J. Paserba, Nicholas W. Miller, Einar V. Larsen, Richard J. Piwko, "A thyristor controlled series compensation model for power system stability analysis," *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. 10, no. 3, Julio 1995, pp. 1471-1478.
- [41] Brian K. Perkins, M. R. Iravani, "Dynamic modeling of high power static switching circuits in the dq-frame," *IEEE Trans. Power Systems*, vol. 14, no. 2, Mayo 1999, pp. 678-684.
- [42] Sasan G. Jalali, Robert H. Lasseter, Ian Dobson, "Dynamics Response of a thyristor controlled switched capacitor," *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. 9, no. 3, Julio 1994, pp. 1609-1615.
- [43] Sasan G. Jalali, Ron. A Hedin, Marcos Pereira, Kadry Sadek, "A stability model for the advanced series compensator (ASC)," *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. 11, no. 2, Abril 1996, pp. 1128-1137.
- [44] Scott G. Helbing, G. G. Karady, "Investigations for an advanced series compensation," *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. 9, no. 2, Abril 1994, pp. 939-945.
- [45] Paolo Matavelli, George Verghese, Aleksander M. Stankovic, "Phasor dynamics of thyristor – controlled series capacitor systems," *IEEE Trans. Power Systems*, vol. 12, no. 3, Agosto 1997, pp. 1259-1267.
- [46] Claudio A. Cañizares, Zero T. Four, "Analysis for SVC and TCSC controllers in voltage collapse," *IEEE Trans. Power Systems*, vol. 14, no. 1, Febrero 1999, pp. 158-165.
- [47] David K. Cheng, *Analysis of linear systems*, Addison - Wesley, 1972, p. 137.
- [48] Edvina Uzunovic, "EMTP, Transient Stability and Power Flow Models and Controls of VSC Based FACTS Controllers," *Ph. D. Thesis, University of Waterloo*, Waterloo, Ontario 2001.
- [49] L. Gyugyi, "Solid-State Control of Electric Power in AC Transmission Systems," *International Symposium on Electric Energy Conversion in Power Systems*, Invited Paper, no. T-IP. 4, Capri Italy, 1989.
- [50] B. Avramovic, L. H. Fink, "Energy Management Systems and Control of FACTS", *Electrical Power and Energy Systems*, Vol 17, No. 3, pp. 195-198, 1995.

- [51] K. R. Padiyar, A. M. Kulkarni, "Control Design and Simulation of Unified Power Flow Controller", *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 13, No. 4, pp 1348- 1354, October 1998.
- [52] W.L. Fang, "Coordinated power control of Unified Power Flow Controller and its application for enhancing dynamic power system performance", Thesis submitted for the degree of Doctor of Philosophy in Electrical Engineering. The Hong Kong Polytechnic University.
- [53] C. R. Fuerte-Esquivel, E. Acha. "Unified power flow controller a critical comparison of Newton-Raphson algorithms in power flow studies", *IEE Proc.- Gener. Transm. Distrib.*, Vol. 144, No. 5, pp. 437-444, September 1997.
- [54] H. F. Wang, "Effect of Multi-functional UPFC upon Power System Oscillation Stability". Paper BTP99-026-12 accepted for presentation at the IEEE Power Teach'99 Conference, Budapest, Hungary.
- [55] A. Valenzuela, "Análisis de estado estacionario y dinámico en SEP al incluir un dispositivo UPFC", Tesis de Maestría, Cinvestav, Unidad Guadalajara, México. Diciembre 2000.
- [56] N. Hingorani, "Power Electronics in Electric Utilities: Role of Power Electronics in Future Power Systems," *Proceedings of the IEEE*, vol. 76, no. 4, pp. 481–482, Apr. 1988.
- [57] L. Gyugyi, "Dynamic Compensation of AC Transmission Lines by Solid-State Synchronous Voltage Sources," *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. 9, no. 2, pp. 904–911, Apr. 1994.
- [58] N. Hingorani, "High Power Electronics and Flexible AC Transmission System," *IEEE Power Engineering Review*, vol. 8, no. 7, pp. 3–4, July 1988.
- [59] N. G. Hingorani and L. Gyugyi, *Understanding FACTS, Concepts and Technology of Flexible AC Transmission System*. IEEE Press, 2000.
- [60] C. Schauder, M. Gernhardt, E. Stacey, T. Lemak, L. Gyugyi, T. Cease, and A. Edris, "Development of a 100 MVar Static Condenser for Voltage Control of Transmission Systems," *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. 10, no. 3, pp. 1486–1496, July 1995.
- [61] "Operation of 100 MVar TVA STATCON," *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. 12, no. 4, pp. 1805–1811, Oct. 1997.
- [62] M. Rahman, M. Ahmed, R. Gutman, R. O'Keefe, R. Nelson, and J. Bian, "UPFC Application on the AEP System: Planning Considerations," *IEEE Trans. Power Systems*, vol. 12, no. 4, pp. 1695–1701, Nov. 1997.
- [63] A. Mehraban, A. Edris, C. Schauder, and J. Provanzana, "Installation, Commissioning, and Operation of the World's First UPFC on the AEP System," in *Proceedings of International Conference on Power System Technology, POWERCON '98*, vol. 1, 1998, pp. 323–327.
- [64] S. Zelingher, B. Fardanesh, B. Shperling, S. Dave, L. Kovalsky, C. Schauder, and A. Edris, "Convertible static compensator project hardware overview," in *Proceedings of Power Engineering Society Winter Meeting*, vol. 4, 2000, pp. 2511–2517.
- [65] J. Bebic, "A Symmetrical Hybrid Power Flow Controller," Ph.D. dissertation, Univ. of Toronto, Toronto, Sept. 2003.
- [66] J. Z. Bebic, P. W. Lehn, and M. R. Iravani, "Characteristics for the Unified Power Flow Controller – Analysis Inclusive of Equipment Ratings and Line Limits," *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. 18, no. 3, pp. 1066–1072, July 2003.
- [67] W. D. Stevenson, *Elements of Power Systems Analysis*. McGraw–Hill, 1989.