

2. COMPENSACION EN LINEAS DE TRANSMISION

Se usan inductores y capacitores en las líneas de transmisión de longitud media y larga para incrementar la capacidad de carga de las mismas y para mantener las tensiones cerca de los valores nominales. Es común que se instalen reactores (inductores) en derivación en puntos seleccionados a lo largo de las líneas EHV, conectados de fase a tierra. Los inductores absorben la potencia reactiva y reducen las sobretensiones durante las condiciones de demanda mínima. También reducen las sobretensiones transitorias debidas a las maniobras de interruptores. Sin embargo los reactores en derivación pueden reducir la capacidad de carga si no se desconectan en condiciones de plena carga.

Además de reactores en derivación, a veces se usan capacitores en derivación para entregar potencia reactiva e incrementar las tensiones de transmisión bajo condiciones de alta carga. Otro tipo de compensación en derivación incluye los reactores controlados por tiristores, capacitores y filtros conectados en paralelo. Estos dispositivos, llamados compensadores estáticos de vars, pueden absorber potencia reactiva en condiciones de demanda mínima del sistema de potencia y entregar potencia reactiva al sistema eléctrico de potencia en demanda máxima. A través del control automático de la conexión de tiristores, se minimizan las fluctuaciones en la tensión y se incrementa la capacidad de carga. Los condensadores síncronos (motores síncronos sin carga mecánica) también pueden controlar su salida de potencia reactiva, aunque con mayor lentitud que los compensadores estáticos de vars.

A veces se usan capacitores serie en las líneas largas para aumentar la capacidad de transmisión de potencia. Los bancos de capacitores se instalan en serie con los conductores de fase en puntos seleccionados a lo largo de la línea. Su efecto es reducir la reactancia inductiva de la línea, reduciendo de este modo las caídas de tensión en esa línea y aumentando el límite de estabilidad en estado estable. Los bancos de capacitores serie requieren de dispositivos automáticos de protección e interruptores para desviar las altas corrientes durante condiciones de falla o en demanda mínima y volver a insertarse los capacitores una vez que se hayan eliminado éstas. Asimismo, la adición de capacitores serie puede excitar oscilaciones de baja frecuencia, un fenómeno conocido como resonancia subsíncrona, las cuales pueden dañar las flechas de los turbogeneradores, por tanto, se recomienda realizar compensación serie hasta del 50%, en caso, de requerirse una mayor compensación se tendrá que realizar los estudios y así evitar una posible resonancia subsíncrona. También, los estudios han demostrado que la compensación serie incrementa la capacidad de de transmisión de las líneas largas a solo una fracción del costo de la nueva línea de transmisión.

2.1 Aplicación de capacitores al sistema de distribución

La red de distribución está formada por líneas (o cables) y transformadores, su modelo es una impedancia (resistencia y reactancia inductiva en serie).

Las cargas son múltiples y variadas, pero podemos pensar que en esencia son cargas resistivas y resistivas-inductivas (motores), su conjunto visto desde la red se puede representar con un modelo simple de una resistencia que consume la potencia activa y una reactancia que corresponde a la potencia reactiva como se vio en el capítulo 1.

En ciertos casos en la red encontramos capacitores, su función es ayudar a un mejor comportamiento de la red (o de la carga), pero en principio se puede concebir la red y las cargas sin capacitores, estos parecen necesarios y convenientes para reducir pérdidas, mejorar valores de tensión, filtrar armónicas y otros efectos que examinaremos.

2.1.1. Corrección del factor de potencia

El factor de potencia es una característica de la carga que se obtiene de la relación entre su potencia activa y aparente. Históricamente el factor de potencia ha sido determinado como relación entre energías, en determinado tiempo.

En efecto, el factor de potencia durante situaciones de cortocircuito (fallas) u otros transitorios (por ejemplo arranques de motores) no tiene significado, y no se trata de lograr su mejora en estos breves momentos, lo cual también representaría un muy bajo aprovechamiento del equipo destinado a esa función.

Determinado el factor de potencia que presenta una determinada carga o un conjunto, puede ser de interés mejorarlo alcanzando determinado objetivo, y esto se consigue con cierta potencia capacitiva.

La compensación reactiva puede llevar a cabo en varios puntos del sistema de transmisión, de tal manera que se transmita la potencia a factores muy cercanos a la unidad. El siguiente tratamiento es mejorar el factor de potencia en el sistema de distribución y por último en los usuarios.

Capacitores serie y capacitores shunt con las mismas condiciones proporcionan la misma potencia reactiva e incrementan el factor de potencia hasta el punto de alcanzar las condiciones nominales. La diferencia entre estos puede volverse evidente si la carga es desviada de la carga nominal. Las salidas de los capacitores serie varían con la distribución de corrientes de carga mientras tanto si en las salidas suponemos que el voltaje de alimentación es constante, el capacitor shunt proporciona salida reactiva constante, independientemente de la carga.

El capacitor serie tiene grandes ventajas como la de mejorar el factor de potencia y como la potencia reactiva es proporcional al cuadrado de la corriente de carga, esta proporciona una regulación automática en las salidas del capacitor.

Generalmente hablando el costo de instalación de un capacitor serie es más alto que el correspondiente a la instalación de un capacitor shunt, ya que el equipo de protección para el capacitor serie es más complicado. El capacitor shunt es más simple y es la solución más económica.

2.1.2 Corrección de voltaje

Un camino para incrementar el voltaje es insertar un capacitor shunt en la carga final por lo cual se proporciona una suma de carga de $-Q_{CP}$.

El incremento de voltaje depende de la reactancia de la línea.

Si en lugar, el capacitor es conectado en serie la corriente pasa a través de este por los que los efectos son diferentes.

Por tanto para la regulación de voltaje, el capacitor serie es superior al capacitor shunt.

En equipo con variaciones rápidas en el consumo de voltaje regularmente causa fluctuaciones molestas del voltaje en el sistema. Aquí, el capacitor serie puede en muchos casos reducir las variaciones de voltaje mientras el capacitor shunt no puede.

2.1.3. Perdidas en la línea

Ya que tanto el capacitor shunt como el capacitor serie reducen la corriente en la línea sin cambiar el consumo de potencia, estos por tanto reducen las pérdidas en la línea. El capacitor shunt reduce la corriente para reducir la carga reactiva mientras el capacitor serie reduce la corriente principalmente para incrementar el voltaje.

Cuando el voltaje disminuye, en las salidas del capacitor serie también disminuye, mientras que en el capacitor shunt se mantiene sin cambios, lo cual significa que el capacitor shunt reduce las pérdidas más que un capacitor serie en cargas inferiores a la nominal, con la excepción de cargas extremadamente bajas.

Ya que un capacitor serie es más costoso que un capacitor shunt, en estos casos donde el principal objetivo es una pura reducción en las pérdidas de la línea, el capacitor shunt es generalmente preferido.

2.2 Capacitores de Potencia

Los capacitores están esencialmente formados por un dieléctrico y dos capas de conductor, ingeniosamente realizados para aprovechar el espacio que deben ocupar.

En media tensión se presentan como cajas rectangulares con uno o dos aisladores si son monofásicos y tres para los trifásicos.

En baja tensión se los conecta en D (para lograr mayor potencia aprovechando la mayor tensión compuesta), en cambio en media tensión se los conecta más frecuentemente en estrella Y flotante, esta conexión permite usar capacitores de menor tensión nominal, cuando la rama está formada por varios capacitores en paralelo el desequilibrio del neutro permite detectar fallas de elementos.

La tensión nominal de los capacitores tiene un valor máximo, para tensiones mayores se ponen más elementos en serie.

Los bancos capacitores trifásicos para alta tensión están formados por varios grupos serie y cada grupo serie con varias unidades capacitoras o elementos en paralelo, la falla y eliminación de un elemento varía la distribución de tensión entre los otros.

2.3 Efectos de capacitores serie y derivación

Para explicar esto imaginemos una línea que alimenta una carga, plantearemos dos problemas, en paralelo a la carga pondremos un capacitor (derivación) y en serie en la línea pondremos otro capacitor (serie).

El capacitor derivación Q_c genera parte de la potencia reactiva que requiere la carga Q

$$P + j Q - j Q_c$$

La potencia aparente absorbida por la carga se reduce y como consecuencia se reduce la corriente en la línea, sus pérdidas, y la caída de tensión.

El generador (o la red equivalente) que alimenta la línea y la carga debe generar menos potencia tanto activa como reactiva.

El capacitor serie X_c reduce la reactancia de la línea $x * \text{long}$, la impedancia es:

$$r * \text{long} + j x * \text{long} - j X_c$$

La reducción de impedancia causa menor caída de tensión y menor pérdida reactiva,

También se presentan mayores corrientes transitorias y durante estas, sobretensiones muy elevadas en el capacitor, respecto de las tensiones presentes en situación normal.

Es entonces necesario que los capacitores soporten las elevadas tensiones que se presentan y por otra parte debe haber aparatos que limiten estas sobretensiones (reactores limitadores, varistores)

Los capacitores serie son más efectivos para algunos casos como para incrementar el voltaje y para bajos factores de potencia de la carga. Por tanto, si el factor de potencia es incrementado por la inserción de un capacitor shunt, esto implica una reducción en el incremento de voltaje del capacitor serie que se mantienen sin cambios en la reactancia. Por tanto un capacitor serie y un capacitor shunt no deberían utilizarse juntos en la misma línea a menos que los efectos en cada caso individual sean plenamente claros.

La siguiente tabla se ha establecido para escoger entre capacitores serie y capacitores shunt.

	Capacitor Serie	Capacitor Shunt
Mejorar factor de potencia	(x)	X
Incrementar voltaje en una línea con un factor de potencia normal y bajo	X	(x)
Incrementar el voltaje en una línea con factor de potencia alto	-	X
Reducir las pérdidas de la línea	(x)	X
Reducir las fluctuaciones de voltaje	X	-

X primera opción.

(x) segunda opción.

2.4 Ubicación optima

Razonando sobre las perdidas, surge la tentación de distribuir capacitores asociados a cada carga, solución que implica mal aprovechamiento de la potencia capacitiva que se instala.

El otro extremo del razonamiento es concentrar la potencia necesaria (que detecta la medición de energía) en un único punto de la red, razones técnicas lo individualizan próximo a la mayor carga o en el punto desde ingresa la energía a la red.

Entre ambas situaciones se pueden encontrar soluciones intermedias con ventajas, como puede ser en un punto intermedio o final de cada alimentador (con cargas distribuidas o concentradas al final).

Cuando se decide poner capacitores en bornes de motores con un solo elemento de conexión-desconexión, su potencia queda limitada y además se producen sobretensiones cuando se desconecta el motor.

2.5 Armónicas

La evolución y modernización de las cargas eléctricas ha traído aparejada una gran dosis de electrónica que es responsable de la aparición de armónicas en la red.

El tema se encara modelando el sistema eléctrico de potencia considerando las fuentes, líneas, transformadores, alimentadores y cargas, convirtiendo todos los elementos del sistema en circuitos RLC y las fuentes de armónicas como fuentes de corriente, se realiza el barrido de frecuencia (desde 0 hasta 1200 Hz) en los buses de interés (donde están las fuentes de armónicos y en donde se conecta la compensación de potencia reactiva) obteniéndose así las resonancias serie y paralelo, y aplicando el principio de superposición también se obtienen las amplificaciones de corrientes armónicas y las distorsiones de corriente y voltaje.

Las corrientes armónicas inyectadas por las cargas al interactuar con la impedancia del sistema hacen que se distorsione la forma de onda del voltaje y al aplicarse éste hace que las cargas lineales demanden corriente también deformada. Las corrientes armónicas en la red a su vez también producen efecto de pérdidas adicionales.

En un sistema eléctrico se diseña de tal manera que las armónicas generadas se atenúen ahí mismo colocando filtros de corrientes armónicas y que por el sistema circulen corrientes armónicas de pequeñas magnitudes para tener distorsiones armónicas de corriente y voltaje menores a los límites recomendados por las normas.

La aplicación de capacitores en la red puede amplificar las corrientes armónicas existentes, ya que se presentan circuitos resonantes, por tanto, es muy importante antes de instalar un banco de capacitores determinar las frecuencias de resonancia y cuidar que éstas se den a frecuencias de armónicas no- características. Un transformador con capacitores en su secundario puede ser visto desde la red como un filtro el cual minimiza (anula) la corriente armónica a la cuál se da la resonancia serie entre transformador y capacitor.

Si observamos el circuito desde el lado carga el capacitor se encuentra en paralelo con la impedancia del transformador y la red, para la frecuencia de resonancia paralelo la corriente armónica a esa frecuencia se amplifica y oscila entre la carga y la red.

Se hace necesario estudiar esto fenómenos y prever medios para limitar su propagación.

2.6 Tendencias de transmisión

Los SEPs se construyeron inicialmente para satisfacer la demanda de las regiones que demográfica y económicamente se fueron estableciendo en ellas. Se abastecía entonces la demanda de una región y luego, por necesidades climáticas, energéticas o eléctricas se vio

la necesidad de interconectarlas eléctricamente. Se operaba con intercambios mínimos entre regiones. Con la llegada de la desregulación del sector eléctrico se presenta la necesidad de realizar grandes transferencias de bloques de energía entre zonas remotas con el fin de minimizar el costo de la operación. Estas nuevas condiciones operativas hicieron evidente un fenómeno que era inherente al sistema aún antes de la desregulación: la congestión de los SEPs.

Clásicamente se ha visto la congestión, como un estado de operación del SEP en o cerca de uno o más de sus límites de transferencia, dichos límites pueden ser de muy diversa índole, entre otros limitantes de estado estacionario, dinámico y aún de tipo regulatorio. Estas limitantes llevan a los sistemas de potencia a operar muchos activos por debajo de su límite térmico, con otros corredores altamente cargados y exigencia de estrategias operativas tales como despachos de generación que encarecen la operación. Los últimos avances en las tecnologías en transmisión, son una alternativa para flexibilizar la rigidez del sistema de potencia, optimizando su expansión, su operación y aumentando su confiabilidad, factores claves en la desregulación. Esos avances hacen a varias de esas tecnologías mucho más viables, mucho más útiles y mucho más efectivas. Además hacen más viable el negocio de la transmisión.

El flujo de potencia activa entre dos nodos en AC está definido según se muestra en la Fig. 2.1.

Desde antes de la aparición de la tecnología FACTS, ya se hacían esfuerzos por flexibilizar el SEP. Por ejemplo, ya se utilizaba para aumentar el flujo en una línea de transmisión insertar un capacitor serie. Dicho capacitor era conectado por medio de un interruptor con posibles problemas de transitorios por switcheos y algunas veces con problemas de resonancia subsíncrona, fenómeno que afecta con mayor impacto a generadores de plantas termoeléctricas, los cuales poseen ejes más largos que los hidráulicos.

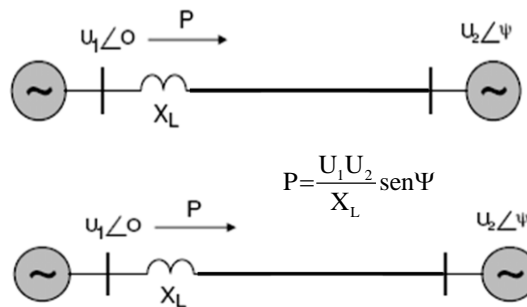


Fig. 2.1. Flujo de potencia activa entre dos nodos.

La electrónica de potencia hizo su aparición comercial aplicada a enlaces HVDC con válvulas de mercurio en 1954. Luego aparecieron los dispositivos semiconductores como el tiristor. En los enlaces HVDC se controlaba el flujo de potencia activa entre dos nodos y se hacía opcionalmente un control de voltaje, aunque con no mucha eficacia. Hasta ese momento y hasta hace muy poco los enlaces HVDC eran concebidos para altos voltajes, altas capacidades de transferencia y aplicado a sistemas no mallados. Típicamente entre otras aplicaciones se ha usado para traer la generación desde plantas muy lejanas, llevar energía eléctrica a sitios muy lejanos, interconectar sistemas de diferentes frecuencias o interconectar dos sistemas, aislando las perturbaciones de un sistema hacia el otro por medio de lo que se llama enlace HVDC back-to-back, que no es más que un enlace HVDC sin línea de transmisión, es decir, que donde se encuentran los dos sistemas de HVAC, se colocan a cada lado, las estaciones convertidoras sin necesidad de construir una línea en DC.

Se vio entonces la posibilidad de llevar los tiristores a más campos de aplicación y es así como surge la tecnología FACTS siendo ya posible con tiristores realizar un control continuo sobre los reactores y capacitores, tanto en serie como en paralelo, según la necesidad, eliminando los problemas típicos antes mencionados del switcheo por interruptores. Con ello se gana además velocidad de respuesta pudiendo ayudar la tecnología FACTS a solucionar más efectivamente problemas de estabilidad que requieren altas velocidades de respuesta en los elementos de control y con ello descongestionando la red, pues permite usarla más cerca de su límite térmico.

En la fig. 2.2 se muestran los principales tipos genéricos de dispositivos FACTS.

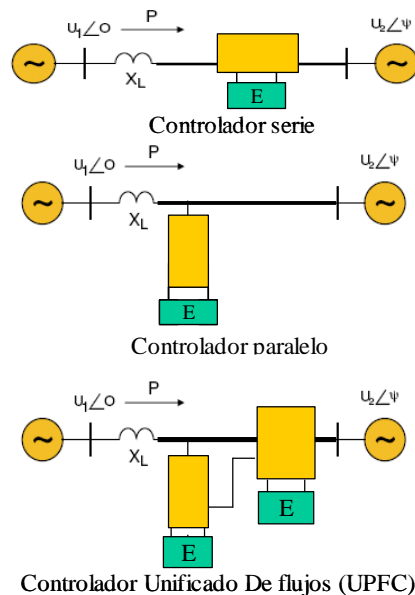


Fig. 2.2 Tipos genéricos de FACTS.

El modelado y la simulación digital juegan un papel muy importante en el análisis, diseño y pruebas de estos controladores. Los controladores FACTS se dividen en dos generaciones.

La primera generación de FACTS son por ejemplo el reactor controlado por tiristor (TCR), reactor switchado por tiristor (TSR), compensador estático de vars (SVC), capacitor serie controlado por tiristor (TCSC), transformador regulado por tiristor (VRT), regulador de ángulo de fase (PAR) y transformador sen (ST), de todos estos la unidad básica controladora es un tiristor o una compuerta tiristor turn-off (GTO).

Mientras la segunda generación de FACTS son por ejemplo, el compensador estático (STATCOM), compensador serie síncrono estático (SSSC) y controlador unificado de flujos de potencia (UPFC), los cuales contienen un convertidor de fuente de voltaje (VSC) como bloque básico de construcción.

Algunos de estos controladores se clasifican de la siguiente forma:

- Controladores estáticos shunt
 - 1) Capacitor switchado por tiristor (TSC)
 - 2) Reactor controlado por tiristor (TCR)
 - 3) Compensador estático de Vars (SVC)
 - 4) Freno de resistor controlado por tiristor (TCBR)
- Controladores estáticos serie
 - 1) Capacitor serie switchado por tiristor (TSSC)
 - 2) Capacitor serie controlado por tiristor (TCSC)
 - 3) Capacitor serie controlado por tiristor GTO (GCSC)
 - 4) Compensador serie avanzado
- Controladores combinados shunt y series
 - 1) Desfasamiento estático (SPS)
 - 2) Regulador de ángulo de fase controlado por tiristor (TCPAR)
 - 3) Regulador de magnitud de voltaje controlado por tiristor (TCVMR)
 - 4) Transformador Sen (ST)
- Controladores auxiliares
 - 1) Limitador de voltaje controlado por tiristor (TCVL)
 - 2) Freno en estado sólido (SSB) y limitador de corriente de falla (FCL)

2.6.1. Compensadores estáticos en derivación (shunt)

Los compensadores shunt de potencia reactiva son generalmente usados para suministrar o absorber potencia reactiva en algunos puntos de la conexión.

A. Reactor switchado por tiristor

Un TSR se ve en la figura 2.3a, este se define como un inductor conectado en forma shunt con un switch-tiristor cuya reactancia efectiva de la operación de conducción de la válvula tiristor es variada en forma prudente desde el valor más alto hasta cero.

El TSR es parte del compensador estático de vars el cual se forma de varios inductores conectados en shunt los cuales pueden ser switchados por dentro o por fuera para controlar los ángulos de disparos, proporcionando los cambios en la potencia reactiva requeridos.

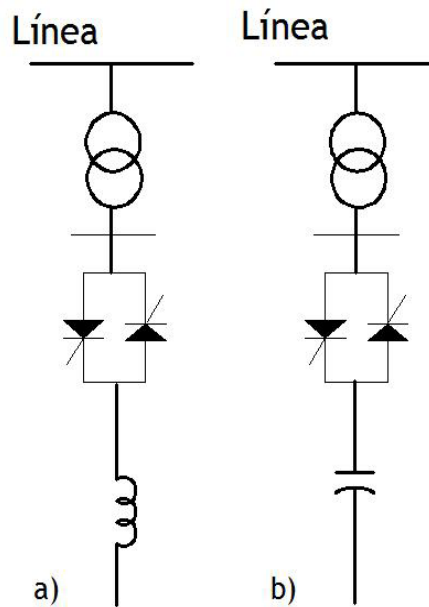


Fig. 2.3 Diagrama esquemático de (a) TSR (b) TSC

B. Capacitor switchado por tiristor (TSC)

Un TSC (figura 2.3b) es otro segmento del SVC, este es definido como un capacitor switchado por tiristor conectado en shunt cuya reactancia efectiva es variada poco a poco en la operación de conducción de un valor máximo o el cero de la válvula del tiristor. Esto permite suministrar potencia reactiva al sistema.

C. Reactor controlado por tiristor (TCR)

El TCR (fig. 2.4a) es usualmente aplicado para regular el balance de potencia reactiva del sistema, de manera que la compensación sea por la generación de un excedente de potencia reactiva. El diseño más simple de un TCR es usando cada una de las tres fases conectadas en delta con las válvulas del tiristor haciendo así una unidad de seis pulsos como se ve en la figura 2.4b.

La variación de corriente es obtenida controlando el ángulo de disparo del tiristor y por lo tanto a través de la variable del ángulo de conducción del inductor.

El esquema de seis pulsos no produce tercera armónica, pero este produce la quinta y la séptima armónicas que puede en muchos casos requerir el uso de filtros de armónicas para minimizar la distorsión en el suministro de potencia. El TCR es usado generalmente con un capacitor fijo (FC) o con un TSC en el orden de suministro de potencia reactiva, esto es según como lo requiera el sistema.

Aunque las conexiones físicas de un TCR y un TSR son iguales (una combinación de los reactores en serie o paralelo con los tiristores), su diferencia radica en la estrategia de control. La reactancia efectiva de un TCR es controlada continuamente por un control de conducción parcial (haciendo disparos a diferentes ángulos) pero en el TSR la reactancia efectiva es controlada con un máximo valor o en cero (no se conduce parcialmente haciendo disparos a diferentes ángulos).

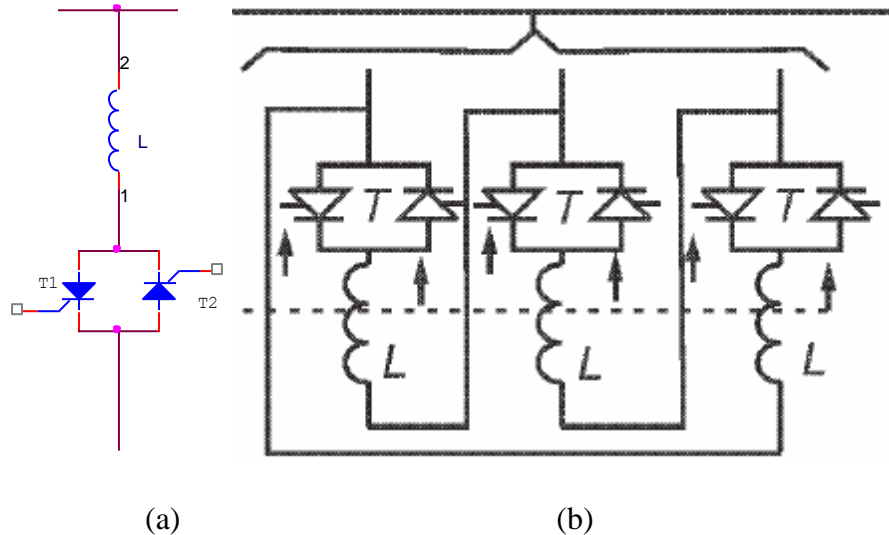


Fig. 2.4 (a) TCR básico (b) Puente TCR de 6 pulsos

D. Compensador estático de var (SVC)

SVC es un generador de potencia reactiva cuyos parámetros se mantienen variados como el nivel de voltaje o el flujo de potencia reactiva del sistema de potencia. El SVC tiene un control de impedancia reactiva el cual emplea unos controladores tiristores, reactores switcheados por tiristores, capacitores, y absorbedores o generadores de potencia reactiva en shunt. Estos constituyen los elementos reactivos del SVC que pueden ser catalogados en tres tipos: (1) reactor controlado por tiristor y capacitor fijo (TCR-FC), (2) reactor switchead por tiristor y capacitor switchead por tiristor (TCR-TSC), (3) reactor controlado por tiristor y capacitor switchead por tiristor. En la figura 2.5 se ve una línea de los diagramas de los diferentes tipos de SVC.

Los SVCs son típicamente usados para proporcionar voltaje dinámico y un soporte de potencia reactiva y por esto se mejora la calidad de la potencia y la estabilidad del sistema.

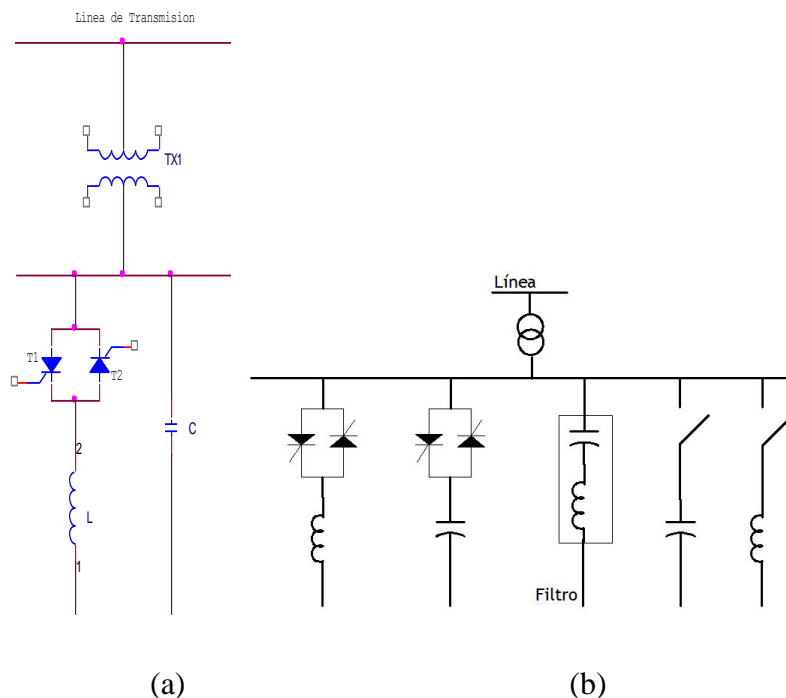


Fig. 2.5 Diagrama de línea del SVC (a) TCR – FC (b) TCR/TSR – TSC

E. Freno de resistor controlado por tiristor

Como se ve en la figura 2.6, el TCBR es un resistor switcheado por un tiristor conectado en shunt, el cual es controlado con ayuda de un estabilizador del sistema de potencia. Este es usado para amortiguar oscilaciones de baja frecuencia con o sin disparo de control.

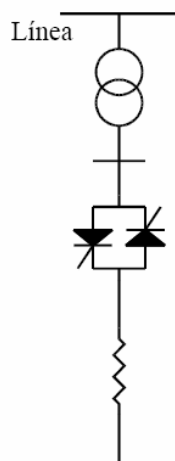


Fig. 2.6 Diagrama esquemático del TCBR

2.6.2. CONTROLADORES ESTATICOS SERIE

Controladores serie son usados en líneas de transmisión en el orden de controlar el total de la caída del voltaje reactivo a través de la línea, y de aquí hasta el control de la transmisión de la potencia eléctrica. Un controlador serie podría simplemente ser una impedancia variable como una reactancia capacitiva o una inyección de voltaje al cuadrado obtenido usando un VSC con o sin ayuda de una fuente de energía externa. Ejemplos de estos controladores son TSSC, TCSC, GTO-CSC y ASC.

A. Capacitor serie switchheado por tiristor (TSSC)

El TSSC es un compensador de reactancia capacitiva el cual consiste en un banco de capacitores serie conectado en derivación con un reactor switchheado por tiristor para proporcionar un control prudente de reactancia capacitiva serie. Por un switchheado de tiristores anti-paralelos el capacitor puede colocarse dentro o fuera de la línea de transmisión.

B. Capacitor serie controlado por tiristor (TCSC)

El TCSC es definido como un compensador de reactancia capacitiva el cual consiste en un banco capacitor serie conectado en derivación con un reactor controlado por tiristor en un orden de proporcionar una variable de reactancia capacitiva serie. Un TCSC normalmente emplea una línea conmutada de tiristores pero puede ser conmutada usando GTOs. Un TCR es conectado a través del capacitor para proporcionar reactancia variable. Cuando el ángulo de disparo del TCR es 180° el reactor no conduce y la impedancia es capacitiva, pero para un ángulo de disparo de 90° el reactor se encuentra en conducción máxima y la impedancia total es inductiva. Un TCSC puede ser una sola unidad larga o podría consistir en varias unidades pequeñas conectadas en paralelo para dar un mejor control.

C. Capacitor serie controlado por GTO (GTO-CSC)

El GTO-CSC (figura 2.7a) es un capacitor serie regulado continuamente y estos usan switches GTO para regular directamente el voltaje del capacitor, en vez de usar tiristores en serie con un reactor. El circuito básico consiste en un capacitor de cada lado con un par de switches GTO anti-paralelos.

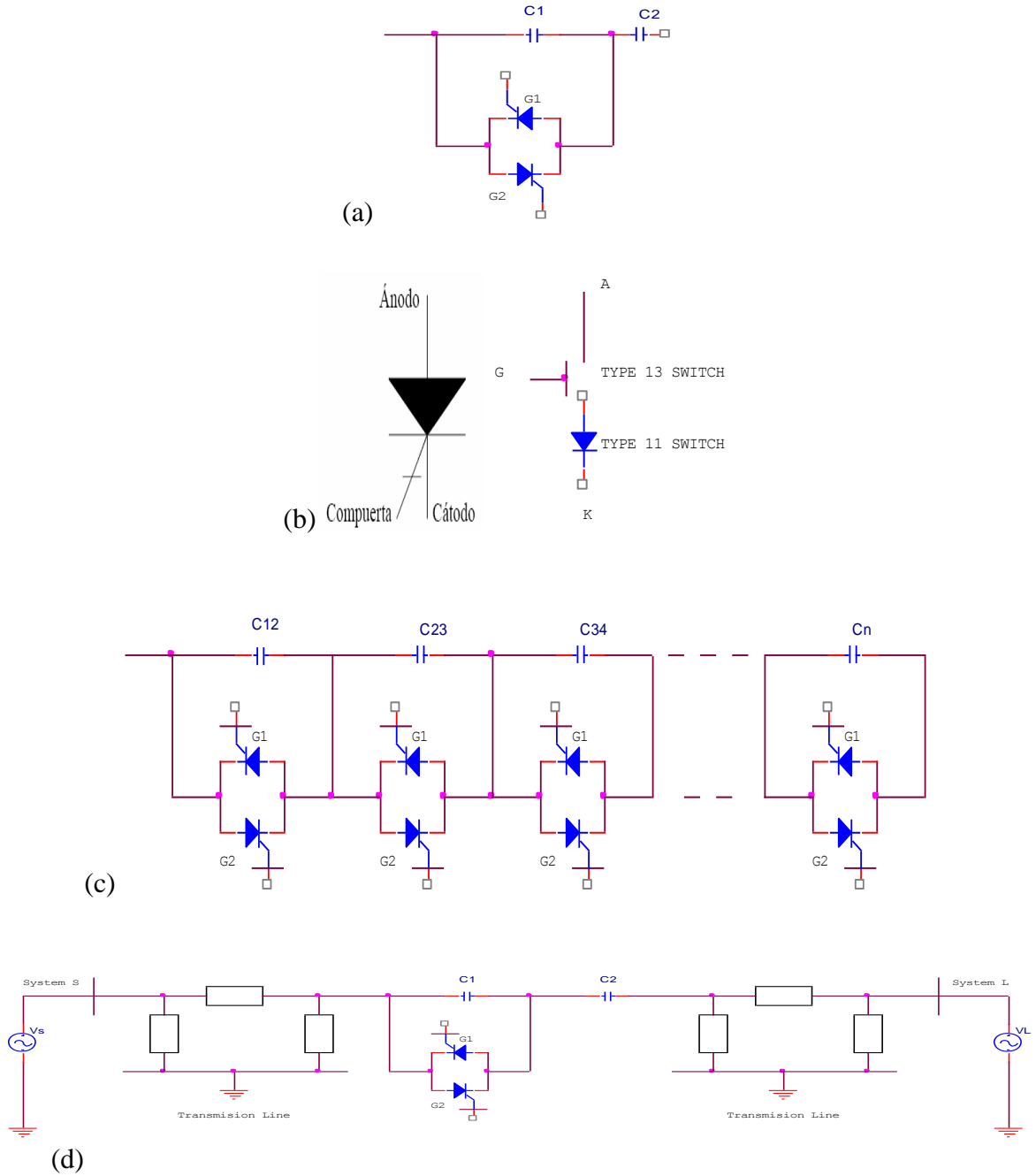


Fig. 2.7. (a) GTO – CSC (b) Modelo EMTP de un GTO (c) Modulo multi GTO – CSC (d) sistema de prueba con GTO – CSC.

D. Compensador serie avanzado (ASC)

El ASC es construido con un capacitor fijo en paralelo con un TCR. La impedancia fundamental de la unidad ASC es similar a la de un circuito LC en paralelo. Como el tiempo de conducción del TCR incrementa, la reactancia capacitiva equivalente incrementa y cuando el TCR está completamente apagado el ASC se comporta como un capacitor serie.

2.6.3 Controladores serie y shunt combinados

La combinación de controladores serie y shunt son diseñados para proporcionar un mejor control tanto de flujo potencia reactiva y potencia real, controlando el voltaje de la línea de transmisión, la impedancia y simultáneamente el ángulo de fase. Dentro de estos controladores se encuentran el de cambio estático de fase (SPS), regulador de ángulo de fase controlado por tiristor (TCPAR), regulador de magnitud de voltaje controlado por tiristor (TCVMR) y el transformador “Sen”.

A. Cambio estático de fase (SPS)

La función principal de un SPS es inyectar voltaje AC de magnitud y ángulo de fase variable, en serie con una línea de transmisión, por eso se controla el flujo de potencia en la línea. En la figura 2.8 se observa un diagrama esquemático de un SPS de tipo general, donde las entradas se conectan en shunt a un transformador de excitación (ET) y cuyas salidas de voltaje son inyectadas al sistema. Las aplicaciones típicas de un SPS incluyen: (1) mejoramiento de la estabilidad de las transitorias, (2) amortiguamiento de las oscilaciones de inter-área, (3) mitigación del SSR y (4) controlar el flujo de la caída de voltaje.

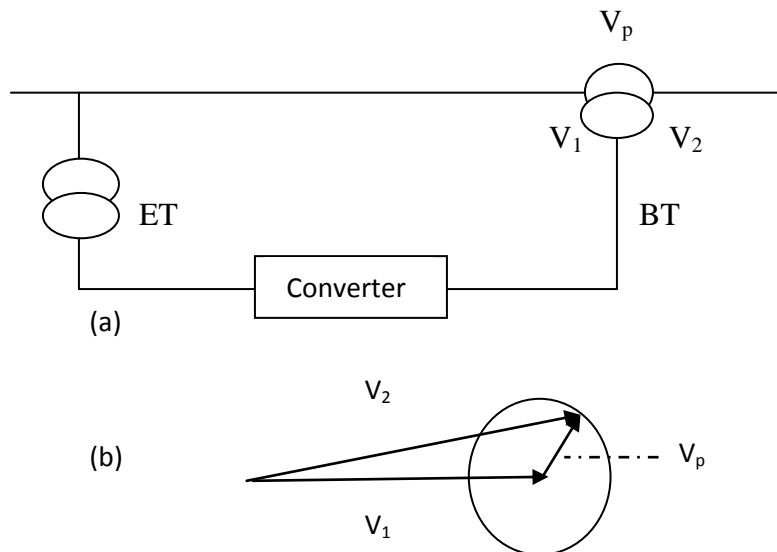


Fig. 2.8. (a) Diagrama esquemático del SPS (b) Diagrama fasorial.

B. Regulador de ángulo de fase controlado por tiristor (TCPAR)

El movimiento de fase en TCPAR es logrado añadiendo un vector de voltaje cuadrado en serie con una fase. Del vector de voltaje se deriva las dos otras fases conectando un transformador en shunt y este se hace variable con la ayuda de una topología de varios tiristores. Por tanto, una inyección de voltaje controlable es obtenido entre los ángulos de fase y los voltajes.

C. Regulador de magnitud de voltaje controlado por tiristor (TCVMR)

Un TCVMR es un transformador regular con un cambiador de tap controlado por tiristor o puede ser un controlador tiristor, un convertidor de voltaje ac a ac para una inyección de voltaje variable ac en la misma fase en serie con la línea. En la figura 2.9a se observa una sola fase con un TCVMR basado en un cambiador de tap. En la figura 2.9b se ve otro TCVMR el cual está basado en inyección de voltaje en la misma fase.

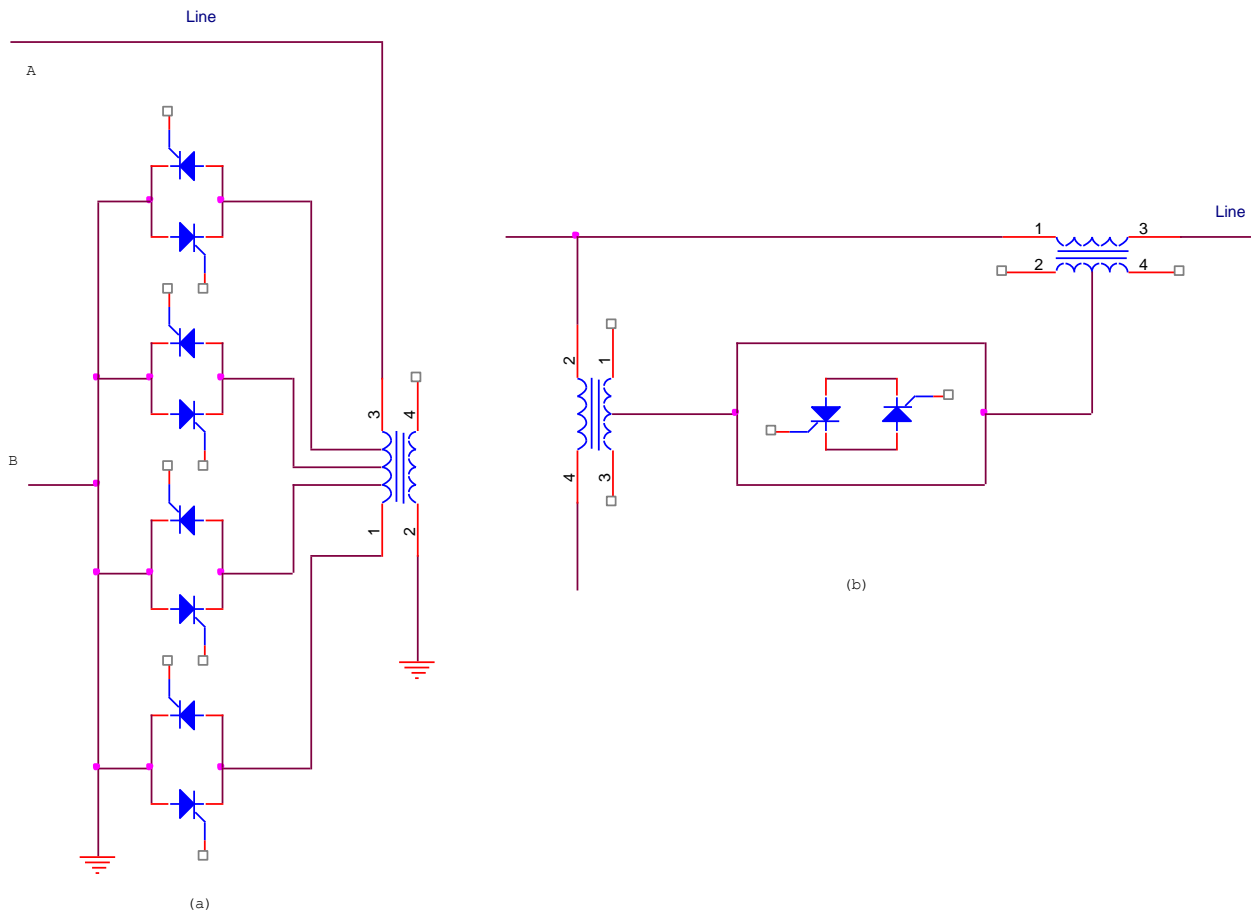


Fig. 2.9. (a) TCVMR basado en cambio de Tap (b) TCVMR basado en inyección de voltaje.

D. Transformador “Sen” (ST)

El ST es principalmente un autotransformador al cual conecta a una compensación de voltaje de la frecuencia de la línea, pero la magnitud y ángulo son variables en serie con la línea de transmisión, para regular la magnitud de voltaje regulado, ángulo de fase, impedancia o alguna combinación de estas en el sistema de transmisión. La compensación de voltaje intercambia la potencia real y la reactiva con la línea. Como se ve en la figura 2.10, el voltaje V_s en algunos puntos del sistema eléctrico es aplicado por el lado primario de un transformador conectando en shunt el núcleo con las tres fases.

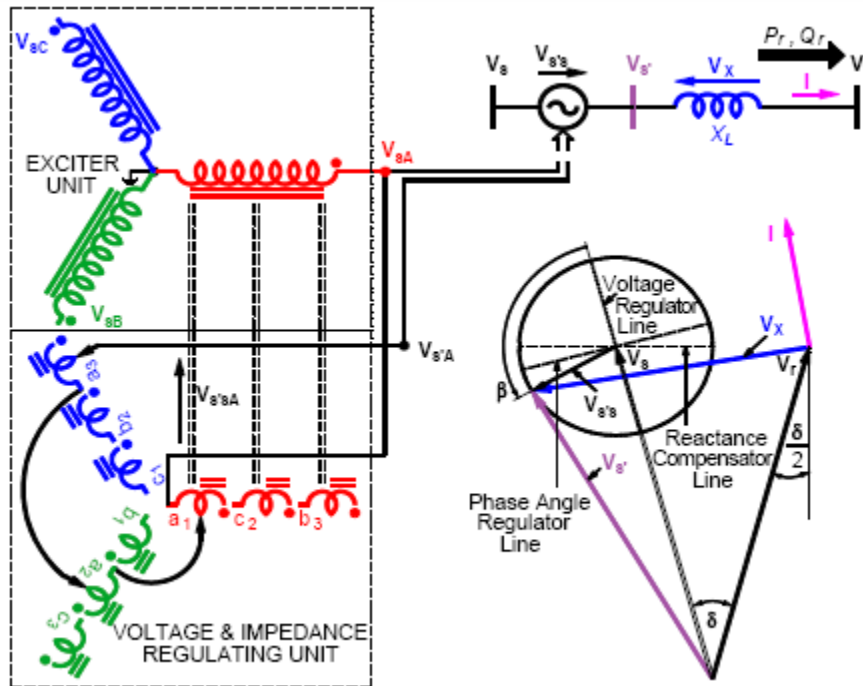


Fig. 2.10. Diagrama del circuito del ST

2.6.4 Controladores auxiliares

A. Amortiguador de resonancia (NGH-SSR)

Un Amortiguador NGH-SSR es usado para contrarrestar el fenómeno de resonancia subsinrona producido por el uso de la compensación serie en una línea. Consiste en un sistema basado en tiristores de configuración “espalda – espalda” conectado en serie con una pequeña inductancia y resistencia de descarga (controlada por tiristores) a través del condensador serie como se muestra en la figura 2.11

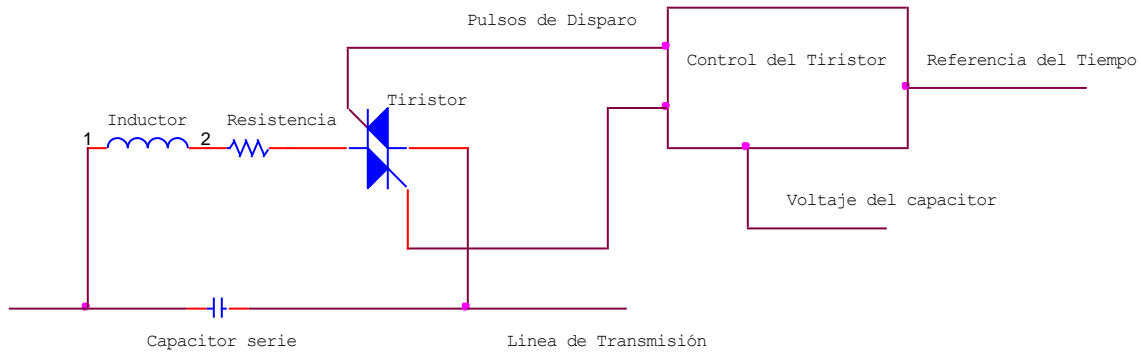


Fig. 2.11. Amortiguador de resonancia (NGH – SSR)

Su operación se basa en dos principios:

- Disparar el conmutador 8.33 ms después de forzar el voltaje del condensador en serie a pasar por cero (ó cada medio ciclo de 60 Hz). Si la onda de tensión contiene armónicos de frecuencia diferente a la fundamental, el disparo de los tiristores produce un pequeño flujo de corriente a lo largo del medio ciclo, amortiguando las oscilaciones.
- Disparar el conmutador antes de 8.33 ms ocasionando que la impedancia del circuito combinado sea más negativa que la del capacitor solo, pero desintonizando el circuito eléctrico. Al modular el ángulo de disparo de los tiristores, dicha impedancia tenga un efecto amortiguador para cualquier frecuencia subsíncrona.

B. Limitador de voltaje controlado por tiristor (TCVL)

Un TCVL es un tiristor switchado por un varistor óxido – metal (MOV) usado para limitar el voltaje a través de estas terminales durante condiciones transitorias. En la figura 2.12 se observa un TCVL donde un tiristor anti – paralelo es conectado en serie con un gap. Una parte del gap puede también ser un bypass de los switches tiristores. Esto permitiría al TCVL limitar el voltaje dinámicamente bajo. Los TCVLs son normalmente aplicados a los bancos de capacitores localizando los sobre voltajes resultado de la operación de switcheo.

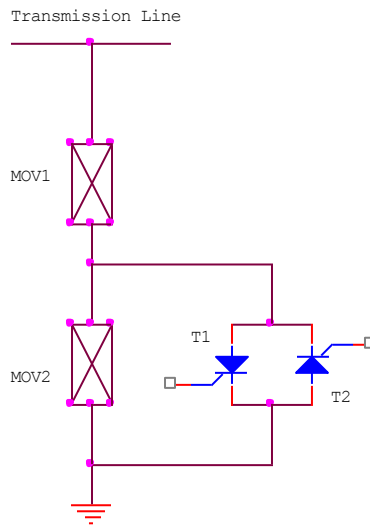


Fig. 2.12. Diagrama esquemático del TCVL

C. Interruptor en estado sólido (SSB) y limitador de corriente de falla (FCL).

Un SSB (figura 2.13) es un dispositivo switch en estado sólido en combinación serie de grupos de GTO anti – paralelos. Aunque un GTO puede interrumpir corriente en el circuito con insignificante retraso de tiempo, una trayectoria paralela es necesaria para prevenir una corriente de falla sostenida para permitir la operación del sistema de protección en bajo tiempo. En más aplicaciones, un limitador de corriente de falla (FCL) es también incluido, una vez que el circuito SSB se abre, el flujo de corriente de falla pasa por el FCL. Un FCL es un reactor en serie con un tiristor anti – paralelo conectado a través de un ZnO para generadores. El ZnO es usado para limitar el voltaje a través del SSB.

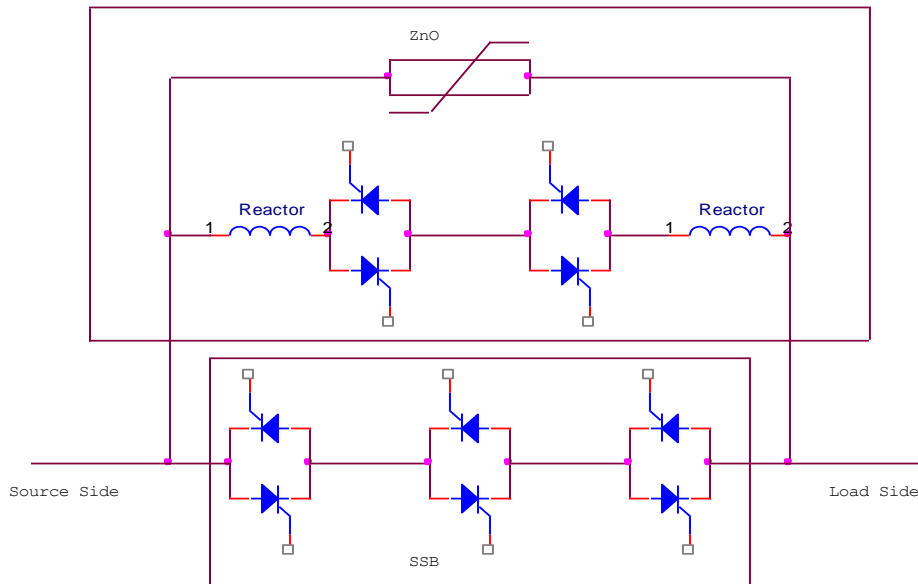


Fig. 2.13. Diagrama esquemático del SSB/FCL.