

Juan Carlos Muñoz, PhD, Universidad de Los Andes

**Universidad de Los Andes
Facultad de Ingeniería
Escuela de Ingeniería Eléctrica
Departamento de Potencia**

Consideraciones Generales en la Operación de Líneas Aéreas de Transmisión

Prof. Juan Carlos Muñoz

1. Parámetros de Líneas Aéreas de Transmisión

Una línea de transmisión está caracterizada por cuatro parámetros: resistencia, inductancia, capacitancia y conductancia. La resistencia depende del cableado del conductor y del efecto piel, la conductancia representa las pérdidas debido a las corrientes de fuga en las cadenas de aisladores y al efecto corona. La inductancia serie por su parte depende de los enlaces de flujo parciales internos y externos del conductor, para una línea transpuesta y asumiendo, la inductancia por fase puede ser calculada como:

$$L = \frac{\mu}{2\pi} \ln \frac{D_{eq}}{D_s} \quad H / m \quad (1.1)$$

$$D_{eq} = \sqrt[3]{d_{ab}d_{bc}d_{ca}} \quad (1.2)$$

Donde:

D_s : Radio medio geométrico equivalente.

d_{ab} : Distancia entre las fases a y b.

d_{bc} : Distancia entre las fases b y c

d_{ca} : Distancia entre las fases c y a.

μ : Permeabilidad magnética del medio en H/m.

La capacitancia por su parte representa la carga por unidad de potencial debida a la diferencia de potencial entre los conductores. Para una línea transpuesta trifásica, la capacitancia de cada fase al neutro viene dada por:

$$C = \frac{2\pi\epsilon}{\ln(D_{eq} / r)} \quad F / m \quad (1.3)$$

Donde:

r : Radio del conductor.

ϵ : Permitividad del medio dieléctrico en F/m.

Todos éstos parámetros determinan la relación entre las corrientes y voltajes a lo largo de la línea de transmisión. En la Fig 1.1 se puede observar ésta relación en términos de los parámetros distribuidos:

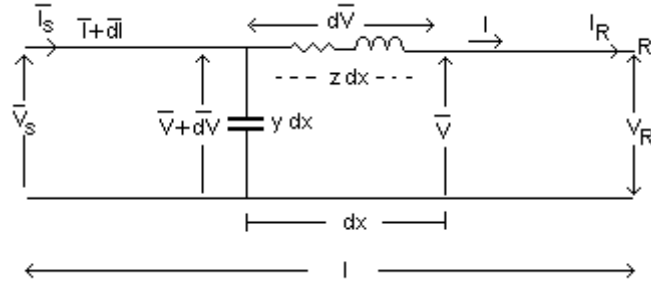


Fig. 1.1 Relación de voltajes y corrientes a lo largo de una línea de transmisión

Las ecuaciones básicas que rigen la transmisión en corriente alterna se pueden escribir como:

$$\frac{\partial \bar{V}}{\partial x} = -z \bar{I} \quad (1.4)$$

$$\frac{\partial \bar{I}}{\partial x} = -y \bar{V} \quad (1.5)$$

Derivando éstas expresiones respecto a x se obtiene:

$$\frac{\partial^2 \bar{V}}{\partial x^2} = -z \frac{\partial \bar{I}}{\partial x} \quad (1.6)$$

$$\frac{\partial^2 \bar{I}}{\partial x^2} = -y \frac{\partial \bar{V}}{\partial x} \quad (1.7)$$

Agrupando:

$$\frac{\partial^2 \bar{V}}{\partial x^2} = zy \bar{V} \quad (1.8)$$

La solución para ésta expresión viene dada por:

$$\bar{V} = \frac{\bar{V}_R + Z_c \bar{I}_R}{2} e^{\gamma x} + \frac{\bar{V}_R - Z_c \bar{I}_R}{2} e^{-\gamma x} \quad (1.9)$$

$$\bar{I} = \frac{\bar{V}_R / Z_c + \bar{I}_R}{2} e^{\gamma x} - \frac{\bar{V}_R / Z_c - \bar{I}_R}{2} e^{-\gamma x}$$

$$Z_c = \sqrt{z/y} \quad (1.10)$$

$$\gamma = \sqrt{yz} = \alpha + j\beta \quad (1.11)$$

Donde Z_c es la impedancia característica y γ es la constante de propagación.

Para una línea sin pérdidas:

$$\begin{aligned}\bar{V} &= \bar{V}_R \cos \beta x + jZ_c I_R \sin \beta x \\ I &= I_R \cos \beta x + j\left(\frac{V_R}{Z_c}\right) \sin \beta x\end{aligned}\quad (1.12)$$

La carga natural de la línea o (SIL) por sus siglas en inglés se define como la potencia suministrada por una línea de transmisión cuando está terminada en su impedancia característica considerando la línea sin pérdidas.

$$SIL = \frac{V_o^2}{Z_c} \text{ W} \quad (1.13)$$

Donde V_o es el voltaje nominal de la línea.

Si la línea es considerada sin pérdidas y terminada en su carga natural.

$$\begin{aligned}\bar{V} &= V_R e^{\gamma x} \\ \bar{I} &= I_R e^{\gamma x}\end{aligned}\quad (1.14)$$

Donde:

$$\gamma = j\beta = j\omega\sqrt{LC} \quad (1.15)$$

Cuando la línea es terminada en su carga natural se tiene:

- \bar{V} e \bar{I} tienen una amplitud constante a lo largo de la línea.
- \bar{V} e \bar{I} están en fase a lo largo de la línea.

El ángulo de fase entre los voltajes y corrientes de las barras inicial y final de una línea de transmisión es igual a βl . Además se tiene que bajo carga natural, la potencia reactiva generada por la capacitancia C es igual a la potencia reactiva absorbida por L. Todo esto representa una condición óptima para expresar y evaluar la capacidad de la línea de transmisión.

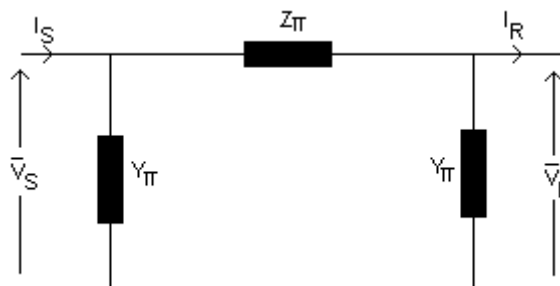


Fig. 1.2 Circuito PI de una línea de transmisión

$$\begin{aligned} Z_{\pi} &= Z_o \sinh(\gamma l) \\ Y_{\pi} &= \frac{\cosh(\gamma l) - 1}{Z_o \sinh(\gamma l)} \end{aligned} \quad (1.16)$$

2. Circuitos nominales o aproximados:

Si $\gamma l \ll 1$, las expresiones para Z_{π} y Y_{π} pueden ser aproximados como:

$$\begin{aligned} Z_{\pi} &= z l \\ Y_{\pi} &= y \frac{l}{2} \end{aligned} \quad (2.1)$$

$l < 10000/f$ km (170 km a 60 Hz) para líneas aéreas.

3. Clasificación de las líneas de acuerdo a su longitud

a) Líneas cortas: Las líneas con longitudes menores de 80 km (50 mi) pueden ser consideradas como líneas cortas, lo que implica que la admitancia shunt puede ser despreciada, quedando la línea representada sólo por su impedancia serie.

b) Líneas de longitud media: En ésta clasificación se ubican las líneas con longitudes ubicadas en el rango de 80 km a 200 km. La mismas puede ser representadas por su circuito equivalente π nominal.

c) Líneas largas: Son líneas mayores de 200 km, las mismas pueden ser representadas por su circuito equivalente π , o alternativamente puede ser representada por secciones de corta longitud en cascada con cada sección representada por un circuito π nominal.

Tabla I: Parámetros típicos de las líneas de transmisión ⁽¹⁾:

Voltaje Nominal	230 kV	345 kV	500 kV	765 kV	1100 kV
R(Ω /km)	0.050	0.037	0.028	0.012	0.005
$x_L = \omega L$ (Ω /Km)	0.488	0.367	0.325	0.329	0.292
$b_C = \omega C$ (μ s/km)	3.371	4.518	5.200	4.978	5.544
α (nepers/km)	0.000067	0.000066	0.000057	0.000025	0.000012
β (rad/km)	0.00128	0.00129	0.00130	0.00128	0.00127
Z_C (Ω)	380	285	250	257	230
SIL (MW)	140	420	1000	2280	5260
Cargabilidad MVA/km = $V_0^2 b_C$	0.18	0.54	1.30	2.92	6.71

Nota:

- 1.- Se tiene una frecuencia nominal de 60 Hz.
- 2.- Se han asumido conductores cableados para todas las líneas, excepto para la línea de 230 kV.
- 3.- R , X_L , y b_C son valores por fase.
- 4.- SIL y la cargabilidad en MVA son valores trifásicos.

⁽¹⁾ Tomado de K. Prabha, "Power System Stability and Control". McGrawHill, pág 210.

La regulación del voltaje, límites térmicos y la estabilidad del sistema son los factores que determinan la capacidad de transmisión de potencia de las líneas de transmisión, a continuación se estudian algunos casos que permiten determinar el comportamiento de la línea de transmisión:

4. Casos especiales de operación para una línea de transmisión

Caso 1: Extremo receptor de la línea en circuito abierto:

Para una línea sin pérdidas las ecuaciones que rigen el voltaje y la corriente a lo largo de la misma son las siguientes:

$$\bar{V}(x) = \bar{E}_s \frac{\cos \beta x}{\cos \beta l} \quad (4.1)$$

$$\bar{I}(x) = j \frac{\bar{E}_s \operatorname{sen} \beta x}{Z_c \cos \beta l} \quad (4.2)$$

Para una línea de 300 km, con su extremo de carga abierto, $\beta=0.0013$ rad/km y $Z_c=250\Omega$, se obtienen las siguientes ecuaciones:

$$\begin{aligned} V(x) &= 1.0812 \cos(0.0013x) \text{ pu} \\ I(x) &= 1.0812 \operatorname{sen}(0.0013x) \text{ pu} \end{aligned} \quad (4.3)$$

Gráficamente se puede obtener la variación del voltaje y de la corriente en función de la distancia medida desde el extremo receptor tal y como se muestra en las Fig. 4.1 y 4.2.

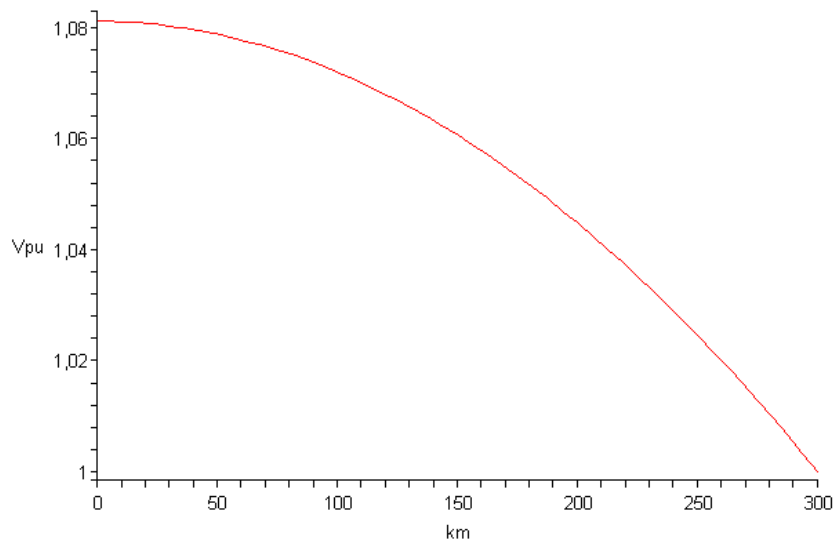


Fig. 4.1 Voltaje de la L.T. en función de la distancia a partir del extremo receptor.

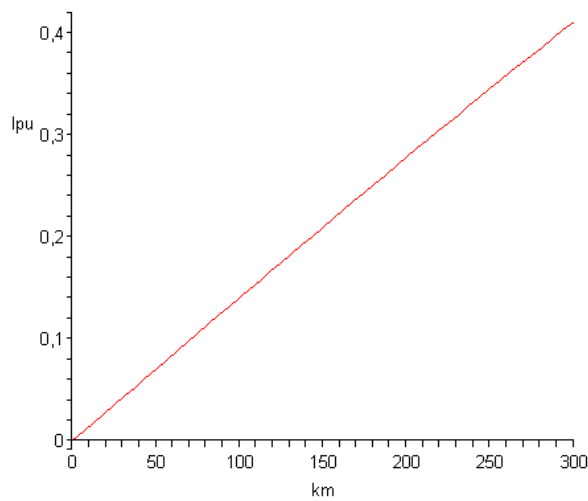


Fig. 4.2 Corriente de la L.T. en función de la distancia a partir del extremo receptor.

El incremento en el voltaje en el extremo receptor en circuito abierto es debido a la corriente capacitiva que fluye a través de la inductancia de la línea. Este fenómeno es conocido como efecto Ferranti y su efecto es más apreciable cuanto mayor es la longitud de la línea por ejemplo, cuando la línea tiene una longitud de 1200 km (un cuarto de longitud de onda), el voltaje en circuito abierto del extremo receptor se hace infinito. Se debe proveer de una adecuada compensación de potencia reactiva en las líneas largas para mantener el voltaje en límites aceptables.

Caso 2: Línea simétrica.

Se dice que la línea es simétrica cuando tiene conectadas fuentes idénticas en ambos extremos, es decir:

$$\bar{V}_S = \bar{V}_R \quad (4.4)$$

Si adicionalmente se considera una línea sin pérdidas, las ecuaciones que rigen el voltaje y la corriente pueden ser escritas como:

$$\bar{V}(x) = \bar{V}_S \frac{\cos \beta(l/2 - x)}{\cos(\beta l/2)} \quad (4.5)$$

$$\bar{I}(x) = -j \frac{\bar{V}_S}{Z_C} \frac{\sin \beta(l/2 - x)}{\cos(\beta l/2)} \quad (4.6)$$

Para una línea de 400 km con $E_S = E_R = 1$, $\beta=0.0013$ rad/km se obtiene un perfil de voltaje y de corriente como el que se muestra en la Fig. 4.3 y 4.4, respectivamente:

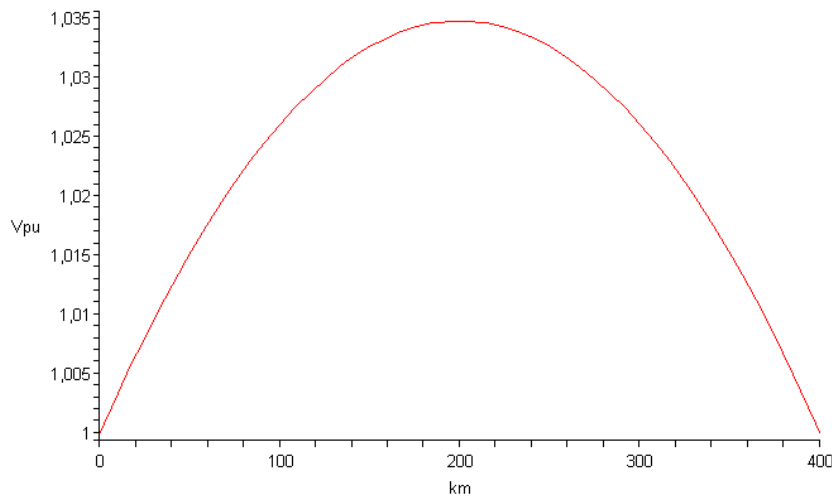


Fig.4.3 Perfil de voltaje de la línea de transmisión operando en forma simétrica.

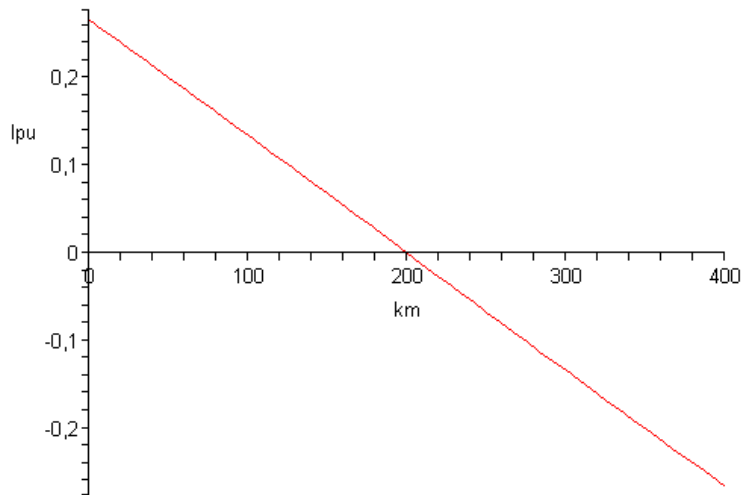


Fig. 4.4 Perfil de corriente de una línea de transmisión operando en forma simétrica

Los generadores deben ser capaces de absorber la potencia reactiva generada por la línea de transmisión, en caso contrario se debe proveer de compensación.

Caso 3: Línea radial con voltaje en el extremo de la fuente fijo.

En éste caso para cualquier condición de carga se tiene:

$$\bar{V}_S = \frac{\bar{V}_R + \bar{Z}_C(P_R - jQ_R)/\bar{V}_R^*}{2} e^{\gamma l} + \frac{\bar{V}_R - \bar{Z}_C(P_R - jQ_R)/\bar{V}_R^*}{2} e^{-\gamma l} \quad (4.7)$$

Para una línea sin pérdidas se obtiene:

$$\bar{V}_S = \bar{V}_R \cos(\beta l) + jZ_C \sin(\beta l) \left(\frac{P_R - jQ_R}{\bar{V}_R^*} \right) \quad (4.8)$$

Escribiendo la ecuación anterior en p.u. y reorganizando se obtiene:

$$\frac{V_R}{V_S} = \sqrt{\left(\left(\frac{V_R}{V_S} \right)^2 \cos(\beta l) + \text{sen}(\beta l) \cdot \text{tag}(\theta) \cdot \frac{P_R}{P_o} \right)^2 + \text{sen}^2(\beta l) \left(\frac{P_R}{P_o} \right)^2} \quad (4.9)$$

Gráficamente para una línea de 300 km, $\beta=0.0013$ rad/km se tiene el comportamiento de la Fig. 4.5:

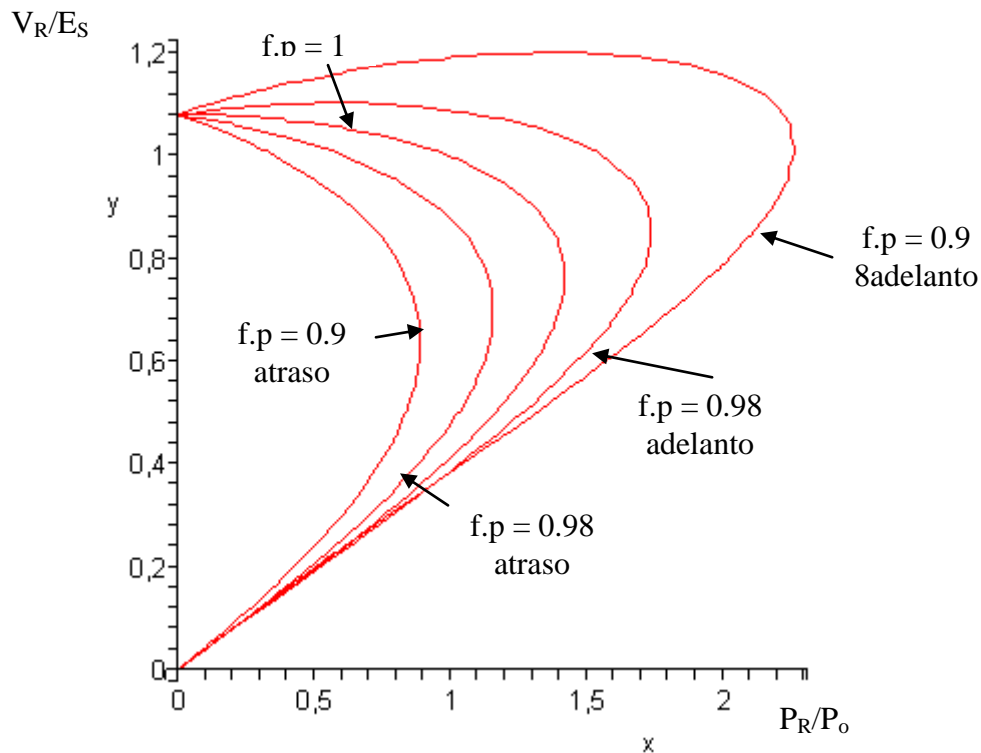


Fig. 4.5 Voltaje en el extremo receptor versus característica de potencia de la carga.

Existe un límite máximo de potencia que puede ser transmitida para un determinado factor de potencia. Obviamente debe existir éste límite, ya que con E_S constante, la única manera de incrementar la potencia es disminuyendo la impedancia de carga, esto resultará en un incremento de la corriente, con el consiguiente decaimiento de V_R y elevadas pérdidas en la línea. Para un cierto punto el incremento de corriente predomina sobre la caída de voltaje lo cual implica un incremento de la potencia P_R , finalmente, el decremento de V_R es tal que la potencia P_R disminuye.

Cualquier valor de potencia por debajo del máximo puede ser transmitida en dos valores diferentes de V_R . La operación normal está en el valor mayor, para voltajes menores la corriente es mayor y puede exceder los límites térmicos. La posibilidad de operación a voltaje más bajo también depende de las características de la carga y puede conducir a inestabilidad de voltaje.

El factor de potencia de la carga tiene una influencia significativa en el voltaje V_R y en la potencia máxima que puede ser transmitida. El límite de potencia y V_R son menores con factores de potencia en adelanto, Esto implica que el voltaje en el extremo receptor puede ser regulado mediante la adición de compensación reactiva.

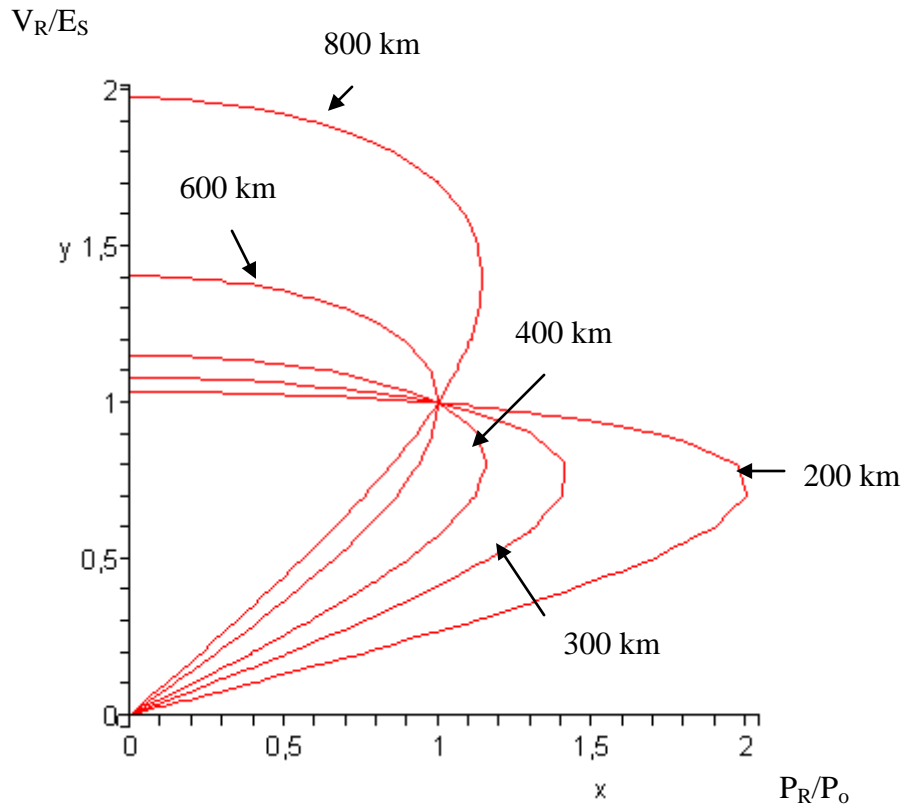


Fig. 4.6 Voltaje en el extremo receptor versus característica de potencia de la carga para diferentes longitudes de líneas de transmisión y factor de potencia unitario.

El efecto de la longitud de la línea se muestra en la Fig. 4.6, en dicha figura se observa que para líneas largas, V_R es extremadamente sensible a las variaciones en P_R . Para líneas mayores de 600 km ($\beta l > 45^\circ$), V_R bajo carga natural es un voltaje bajo, que representa un punto de operación inestable.

Caso 4: Línea con fuentes en ambos extremos.

Se considera que los módulos de las fuentes son iguales, bajo carga el ángulo del voltaje del extremo de la fuente adelanta al ángulo del voltaje del extremo receptor. En éste caso se cumplen las siguientes condiciones:

- 1.- El voltaje en el punto medio de la línea de transmisión tiene un ángulo de fase medio entre el ángulo del extremo emisor y receptor.
- 2.- El factor de potencia en el punto medio de la línea es igual a 1.
- 3.- Cuando $P_R > P_o$, ambos extremos suplen potencia reactiva a la línea, con $P_R < P_o$, ambos extremos absorben potencia reactiva de la línea.

La Fig. 4.7 muestra el diagrama fasorial de la línea con fuentes operando en ambos extremos.

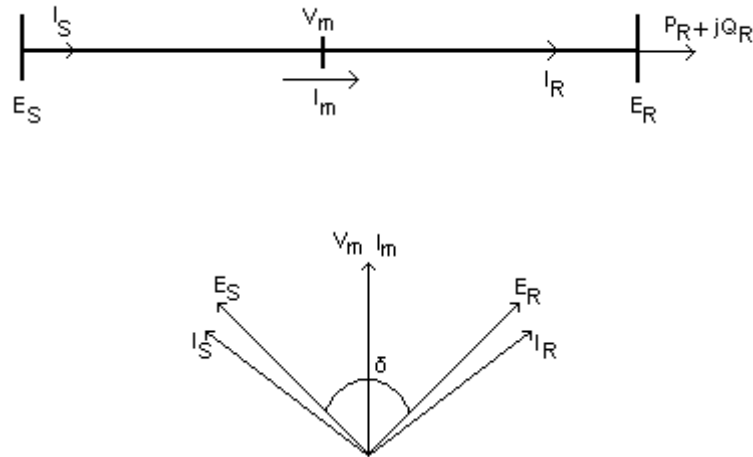


Fig. 4.7 Línea operando con fuentes en ambos extremos

5. Transferencia de potencia y consideraciones de estabilidad de la línea de transmisión

La potencia transmitida mediante una línea sin pérdidas se puede expresar como:

$$P_R = \frac{E_S \cdot E_R}{Z_C \text{sen} \beta l} \text{sen} \delta \quad (5.1)$$

Ésta expresión es válida tanto para cargas sincrónicas como asincrónicas. Para una línea corta se puede realizar la siguiente aproximación:

$$Z_C \text{sen} \beta l = Z_C \beta l = \sqrt{L/C} \omega \sqrt{LC} l = \omega L l = X_L \quad (5.2)$$

Donde X_L es la reactancia inductiva serie.

Tomando en cuenta la aproximación anterior, la ecuación para la potencia queda como:

$$P_R \approx \frac{E_S E_R}{X_L} \text{sen} \delta \quad (5.3)$$

De ésta expresión se puede deducir que la potencia que fluye a través de una línea depende de los parámetros físicos de la red: El voltaje en los extremos de la línea, reactancia de la línea y la diferencia angular entre los voltajes extremos de la misma. En sistemas de potencia convencionales, el parámetro X_L de la línea no es controlable, sin embargo se pueden modificar los voltajes terminales pero en un rango muy estrecho. Los sistemas flexibles de transmisión tienen como finalidad modificar los parámetros

anteriormente descritos y con ello controlar el flujo de potencia en una línea de transmisión. Esto permite utilizar las líneas cerca de sus límites térmicos o forzar los flujos de potencia por rutas determinadas.

Si $E_S = E_R = V_o$ (voltaje nominal), la carga natural es:

$$P_o = \frac{E_S E_R}{Z_C} \quad (5.4)$$

y P_R en función de P_o :

$$P_R = \frac{P_o}{\text{sen}\theta} \text{sen}\delta \quad (5.5)$$

Gráficamente se puede obtener lo siguiente:

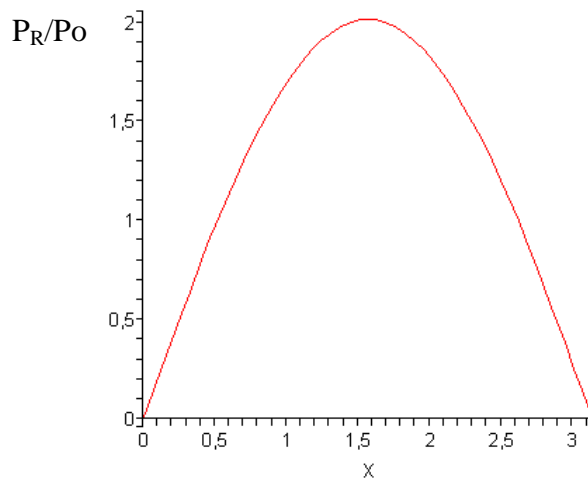


Fig 5.1 Característica de potencia/ángulo δ (rad)

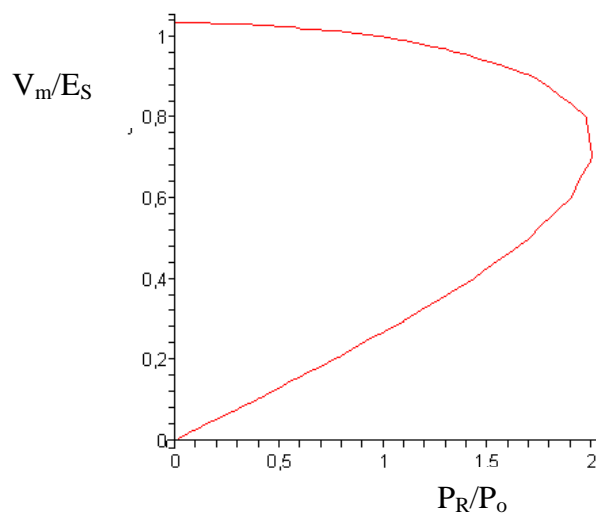


Fig. 5.2 Voltaje en el punto medio de la línea como una función de la potencia transmitida

Como se observa en las Fig. 5.1 y 5.2, hay un límite máximo de potencia que puede ser transmitida. A medida que el ángulo aumenta la potencia transmitida se incrementa, con una disminución del voltaje en el punto medio de la línea y con un aumento en la corriente de éste punto. Cuando el ángulo de la carga alcanza los 90° la potencia transmitida alcanza su valor máximo, después de éste punto el decaimiento de V_m es mayor que el incremento de I_m , por lo tanto su producto disminuye cuando se incrementa el ángulo de transmisión, cuando se alcanza ésta condición, el sistema es inestable.

Los extremos emisor y receptor de la línea pueden considerarse como máquinas sincrónicas equivalentes. El ángulo de carga δ es entonces una medida de la posición relativa de los rotores de las dos máquinas. Después del punto máxima potencia transmitida un incremento en el par de la máquina emisora resulta en un incremento del ángulo δ , pero la potencia transmitida disminuye, esto produce una aceleración en la máquina emisora y una desaceleración en la máquina del extremo receptor con un consiguiente aumento en el ángulo δ esto ocurre en forma descontrolada generando una pérdida de sincronismo.

La potencia máxima que puede ser transmitida representa el límite de estabilidad de pequeña señal o de régimen permanente.

6. Requerimiento de potencia reactiva

La relación entre la potencia reactiva del extremo receptor y los voltajes en los dos terminales de la línea viene dada por:

$$E_S \cos \delta = E_R \cos(\beta l) + Z_C (Q_R / E_R) \text{sen}(\beta l) \quad (6.1)$$

Rearreglando se obtiene:

$$Q_R = \frac{E_R (E_S \cos \delta - E_R \cos(\beta l))}{Z_C \text{sen}(\beta l)} \quad (6.2)$$

Similarmente para el extremo emisor la potencia reactiva es:

$$Q_R = \frac{E_R (E_S \cos \delta - E_R \cos(\beta l))}{Z_C \text{sen}(\beta l)} \quad (6.3)$$

Si las magnitudes de E_S y E_R son iguales, entonces:

$$Q_R = -Q_S \quad (6.4)$$

$$\frac{E_S^2 (\cos \delta - \cos(\beta l))}{Z_C \text{sen}(\beta l)} \quad (6.5)$$

Cuando $P_R < P_o$ hay un exceso de potencia reactiva en la línea, Q_S es negativa y Q_R es positiva, indicando una absorción de potencia reactiva en ambos extremos de la línea. Cuando $P_R > P_o$, la potencia reactiva es suplida a la línea desde ambos extremos.

7. Límites operativos de una línea de transmisión

Una línea de transmisión presenta los límites operativos que se describen a continuación:

Límite térmico

El calor producido por la corriente que circula por el conductor puede producir una pérdida gradual de la resistencia mecánica del conductor de aluminio que está expuesto a temperaturas extremas, adicionalmente, se puede incrementar la flecha debido a la expansión del conductor a temperaturas elevadas.

La temperatura máxima permisible es de 127 °C para conductores con alto contenido de aluminio y 150 °C para otros conductores. La corriente máxima permisible depende de la temperatura ambiente y de la velocidad del viento. La constante de tiempo térmica está en el orden de 10 a 20 minutos, dependiendo de la corriente de precontingencia, temperatura y velocidad del viento, existe un valor de corriente de tiempo limitado que se puede utilizar durante las emergencias, por ejemplo, una línea de 230 kV tiene valores nominales de emergencia de 1880 A y 2040 A respectivamente. Estos son valores de diseño basados en valores extremos de temperatura ambiente, velocidad del viento y radiación solar.

Característica de cargabilidad

La cargabilidad de la línea se define como el grado de carga de la línea (expresada en porcentaje del SIL) permisible dados los límites térmicos, caída de voltaje y límites de estabilidad. Este concepto fue introducido inicialmente por H.P. St. Clair en 1953. Basado en consideraciones prácticas y en la experiencia St. Clair desarrolló curvas de capacidad de transferencia de potencia para las líneas de transmisión cubriendo niveles de tensión entre 34.5 kV y 330 kV y longitudes de línea mayores de 400 millas (aproximadamente 645 km). Este trabajo fue extendido más tarde para cubrir niveles mayores de voltaje y longitudes de línea mayores (600 mi 960 km).

La figura muestra la curva de cargabilidad universal para líneas de transmisión no compensadas aplicable a todos los niveles de voltaje, la curva muestra los valores límites de potencia que pueden ser transmitidos como una función de la longitud de la línea. Para determinar la curva de cargabilidad se asume que la caída de voltaje máxima es de 5% y que el margen mínimo de estabilidad de régimen permanente es de 30%. El margen de estabilidad de régimen permanente se define como:

$$\text{margen de estabilidad} = \frac{P_{\max} - P_{\text{limit}}}{P_{\max}} \times 100 \quad (7.1)$$

Para un 30 % de margen de estabilidad, el ángulo de la carga δ es 44° , el cálculo del límite de estabilidad incluye los efectos de las reactancias equivalentes del sistema en los dos extremos de la línea .

Las resistencias de las líneas para extra alto (EHV) y ultra alto (UHV) voltajes son mucho más pequeñas que sus reactancias, de tal forma que dichas líneas se aproximan a una línea sin pérdidas. Ya que β es prácticamente el mismo para todas las líneas aéreas, la cargabilidad expresada en por unidad de SIL es universalmente aplicable a cualquier línea.

Los límites para la cargabilidad de la línea se rigen de acuerdo a las siguientes consideraciones:

- Los límites térmicos para líneas mayores a 80 km.
- Límites de caída de tensión para líneas entre 80 km y 320 km.
- Límites de estabilidad para líneas mayores a 320 km.

Para líneas mayores de 480 km la cargabilidad es menor que el SIL, los límites de cargabilidad se pueden incrementar compensando las líneas

8. Sistemas flexibles de transmisión de corriente alterna (FACTS)

El constante desarrollo en la electrónica de potencia a partir de los años 80, ha permitido el desarrollo y la implementación de los dispositivos FACTS, los cuales ofrecen la ventaja de ser más veloces que los dispositivos mecánicos y con menores dificultades técnicas. Para ello se utilizan dispositivos electrónicos basados en diodos, tiristores y GTO para controlar el flujo de potencia de la línea de transmisión. Los tiristores ofrecen una serie de ventajas sobre los dispositivos de conmutación mecánica, entre ellas la capacidad de conmutar en forma casi instantánea, además de poder utilizarse para redireccionar la potencia en un tiempo igualmente instantáneo.

De acuerdo al IEEE la definición de estos dispositivos es la siguiente:

“Sistema de transmisión de corriente alterna que incorpora controladores estáticos basados en electrónica de potencia para mejorar la controlabilidad e incrementar la capacidad de transferencia de potencia.”

El desarrollo de los facts surge como una necesidad ante el crecimiento acelerado de los sistemas eléctricos, con una mayor cantidad de interconexiones entre las diferentes empresas de suministro de un país, así como también entre diferentes países por diversas razones económicas y técnicas. Todo esto aunado a las nuevas regulaciones del sector eléctrico, ha impulsado la necesidad de contar con un sistema de transmisión flexible que permita regular la potencia que se transmite a través de las líneas de transmisión, lo cual no se puede obtener con las redes convencionales. Adicionalmente, se puede afirmar que el crecimiento de la demanda ha traído como consecuencia un conjunto de problemas de sobrecarga, cuellos de botella y oscilaciones de potencia además de una subutilización de la infraestructura de transmisión existente. El uso de nuevas líneas de transmisión, puede representar una solución con muchos inconvenientes, entre ellos su costo elevado, derecho de vía, tiempo de construcción, etc lo cual ha motivado el desarrollo de nuevas tecnologías que permitan mitigar estos inconvenientes.

Tal y como se estudió en el capítulo anterior, el flujo de energía a través de un sistema de transmisión está limitado por una o varias de las siguientes características de la red:

- Límites de estabilidad.
- Límites térmicos.
- Límites de tensión.

Además de:

- Flujos en bucle.

Técnicamente éstas limitaciones pueden eludirse añadiendo más capacidad de generación o transmisión, sin embargo, los sistemas flexibles de transmisión están diseñados para solventar estos problemas sin necesidad de añadir nuevos sistemas

Entre los principales tipos de facts tenemos:

- Compensador estático (SVC)
- Condensador en serie fijo y controlado por tiristores (TCSC).
- Transformador de desplazamiento de fase (PST) y PST asistido (APST).
- Compensador estático sincrónico (STATCOM).
- Compensador en serie estático sincrónico (SSSC).
- Controlador unificado de flujo de potencia (UPFC).

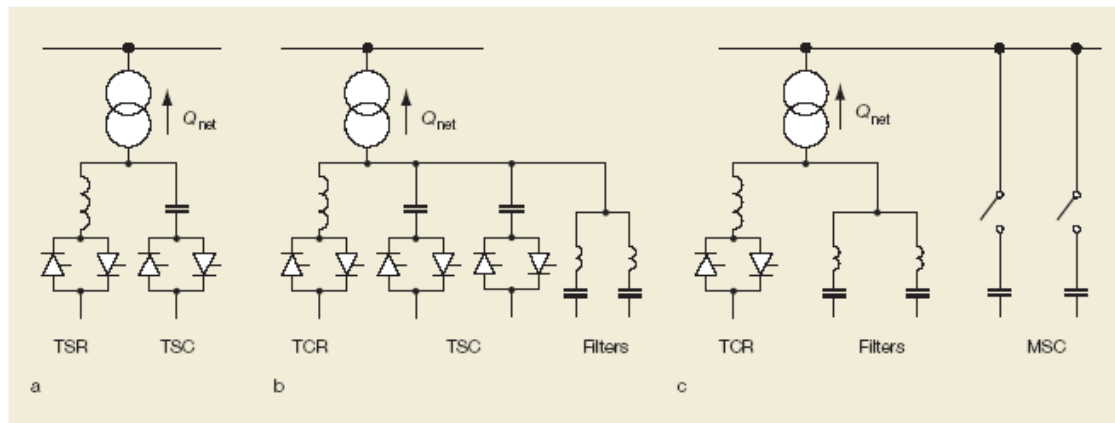
Compensador estático (SVC)

Los diseños del compensador estático son muy diversos y han variado a través de los años, sin embargo los más comunes son:

- Reactancia controlada por tiristores (TCR).
- Condensador conmutado por tiristores (TSC).
- Reactancia conmutada por tiristores (TSR).
- Condensador conmutado mecánicamente (MSC).

El TCR basa su funcionamiento en una bobina de reactancia fija, habitualmente del tipo sin núcleo magnético, está conectada en serie a una válvula de tiristores bidireccional. La corriente de frecuencia fundamental es variada mediante el control de la fase de la válvula de tiristor. Un TSC comprende un condensador en serie con una válvula de tiristores bidireccional y una reactancia amortiguadora. La función del conmutador de tiristores es conectar o desconectar el condensador para un número entero de semiciclos de la tensión aplicada. El condensador no es de control por fase, sino que simplemente está conectado o desconectado. La reactancia del circuito del TSC sirve para limitar la corriente en condiciones anormales y para ajustar el circuito a la frecuencia deseada.

Las impedancias de reactancias, condensadores y del transformador de potencia definen la gama de funcionamiento del SVC. El esquema V-I correspondiente tiene dos regiones de funcionamiento diferentes. Dentro de la gama de control, la tensión es controlable con una precisión que viene dada por la pendiente. Fuera de la gama de control, la característica para bajas tensiones es la de una reactancia capacitiva y para tensiones altas la de una corriente constante. El rendimiento de baja tensión puede mejorarse fácilmente añadiendo una batería adicional de TSC (que se utiliza sólo en condiciones de baja tensión). El TSR es un TCR sin control de fase de la corriente, que se conecta o se desconecta como un TSC. Frente al TRCR, este dispositivo tiene la ventaja de que no se genera corriente armónica alguna. El MSC es una derivación sintonizada que comprende una batería de condensadores y una reactancia. Está diseñado para ser conmutado sólo unas pocas veces al día, ya que la conmutación se realiza por disyuntores. La misión del MSC es satisfacer la demanda de potencia reactiva en régimen permanente. La Fig. 8.1 muestra las configuraciones típicas del SVC.



- a. Configuración TSR-TSC
- b. Configuración TCR-TSC
- c. Configuración TCR-MSC

Fig. 8.1 Configuraciones típicas del SVC

Tomado de: **FACTS, poderosos sistemas para una transmisión flexible de la energía**

Aplicaciones del SVC

Los SVC se instalan para desempeñar las funciones siguientes:

- Estabilización de la tensión dinámica: aumento de la capacidad de transferencia de energía, reducción de la variación de tensión.
- Mejora de la estabilidad sincrónica: aumento de la estabilidad en régimen transitorio, mejor amortiguación del sistema de transmisión de energía eléctrica.
- Equilibrio dinámico de la carga.
- Soporte de la tensión en régimen permanente.

Habitualmente, los SVC se dimensionan de modo que puedan variar la tensión del sistema $\pm 5\%$ como mínimo. Esto significa que, normalmente, la gama de funcionamiento dinámico está entre el 10% y el 20% aproximadamente de la potencia de cortocircuito en el punto de conexión común (PCC). Los SVC pueden ubicarse en tres posiciones diferentes: junto a centros de carga importantes como son las grandes áreas urbanas, en subestaciones críticas, generalmente alejadas de la red, y en los puntos de alimentación de grandes cargas industriales o de tracción.

Ubicación en centros de carga importantes

La razón habitual para instalar sistemas SVC en centros de carga es reducir el efecto de las perturbaciones de la red sobre las cargas sensibles. Puede tratarse de cortocircuitos y/o de la pérdida de líneas importantes de transmisión. Los centros de carga pueden

estar al final de una red radial o en un sistema mallado. La característica común de ambas ubicaciones es que las cargas están situadas lejos de grandes centrales eléctricas. Si se produce un cortocircuito en la red, el SVC detecta la caída de tensión resultante en el sistema y modifica su impedancia para restaurar rápidamente la tensión en la ciudad. Como resultado de la avería, los alternadores del sistema comienzan también a aumentar su potencia reactiva de salida para restablecer la tensión en las máquinas. El SVC asegura que este proceso tenga lugar suavemente, de manera que el efecto del cortocircuito no se note en la ciudad. Al reparar la avería, frecuentemente se produce una sobretensión como resultado de la acción de los excitadores. El SVC contrarresta esta sobretensión transitoria. Debido a la actuación del SVC durante y después de la avería, los cambios de la tensión son prácticamente imperceptibles en los puntos de carga de la ciudad. Por consiguiente, se puede decir que el SVC aísla la ciudad de los efectos producidos por la avería en el sistema remoto.

Los SVC también tienen un papel en la regulación diaria de la tensión, que, de no aplicarse medidas correctoras, variaría con la distribución de la carga. El compensador asegura que los clientes no perciban nunca tal variación. Cuando aumenta la carga se reducirá la tensión en los niveles de subtransmisión y distribución. La conmutación automática de tomas, que implica un gran número de transformadores de potencia, contrarresta esta caída de tensión. Como resultado de la conmutación de tomas, la tensión en el sistema de alta tensión disminuirá aún más (un conmutador de tomas nunca soluciona el problema causado por una caída de tensión, tan sólo lo desplaza a un nivel superior de tensión). La potencia reactiva del SVC aumenta, por tanto, para impedir la reducción de tensión. Ahora hay dos posibilidades: la primera es que el SVC sea lo bastante grande como para tratar esta variación de carga diaria y todavía tenga capacidad de reserva para tareas dinámicas importantes; de no ser así, el centro de distribución conecta las baterías de condensadores en el nivel de sistema cuando la potencia de salida del SVC sobrepasa cierto valor, con el fin de restablecer la capacidad dinámica del SVC.

Ubicación en Subestaciones críticas

Otra ubicación característica de los SVC está en las barras críticas de la red. Normalmente, estos SVC se instalan para impedir las bajas tensiones durante las variaciones de potencia activa y para evitar sobretensiones o subtensiones temporales excesivas en el caso de que se pierdan estaciones generadoras o líneas de transmisión importantes. Otra misión importante es prestar un continuo apoyo al suministro de tensión durante el ciclo diario de carga para que no sea necesario tener activadas grandes baterías de condensadores, lo que podría generar unas condiciones de tensión problemáticas durante, y sobre todo después, de la reparación de averías graves de la red. La amortiguación de las oscilaciones de potencia es otra misión de los SVC. A condición de que esté ubicado en el punto adecuado de la red, el SVC podrá contribuir a una amortiguación importante de las variaciones de potencia. Esta aplicación de los SVC se hace cada vez más importante a medida que las compañías eléctricas aumentan la carga de las líneas hasta niveles muy por encima de la carga de impedancia de sobretensión (SIL). De hecho, hay compañías que hacen funcionar sus líneas a dos o tres veces dicha carga SIL. En tales casos, se debe dar prioridad al soporte de potencia reactiva.

Grandes cargas industriales o de tracción

También se instalan sistemas SVC en el punto de alimentación de industrias importantes u otros tipos de cargas comerciales. En las acerías, por ejemplo, actúan como compensadores en los hornos de arco eléctrico para asegurar que los demás clientes conectados a la red no tengan problemas con la calidad de la energía que reciben. Estos compensadores, denominados SVC industriales, se salen del campo que trata este artículo. Sin embargo, hay un tipo de compensador interesante diseñado para cargas especiales, aunque es todavía un SVC para compañía eléctrica. Se trata del SVC de equilibrio de la carga, utilizado en subestaciones a las que están conectados modernos sistemas de tracción a 50 Hz. Un sistema de ferrocarril requiere alimentación de energía cada 50 Km. Las cargas de los sistemas de tracción son monofásicas y están alimentadas directamente por transformadores conectados entre dos fases de la red de energía. Este tipo de subestaciones tiene una carga característica de 50 MVA. Al tomar dicha carga entre dos fases se produce un desequilibrio en el sistema de transmisión de energía. En general, no es fácil encontrar en la red de distribución de energía puntos con una potencia de cortocircuito lo bastante alta como para tolerar una asimetría de carga en todos los lugares en que se requieren subestaciones. El desequilibrio genera problemas para otros clientes conectados a la red, que reciben energía de peor calidad. Los SVC tienen la capacidad de equilibrar perfectamente estas redes.

Compensación en serie

Los condensadores en serie han venido siendo utilizados con éxito durante muchos años para mejorar la estabilidad y la capacidad de carga de las redes de transmisión de alta tensión. Funcionan introduciendo tensión capacitiva para compensar la caída de tensión inductiva en la línea, es decir, reducen la reactancia eficaz de la línea de transmisión.

La tensión introducida por un condensador en serie es proporcional a la intensidad de la línea y está en cuadratura de fase con ella. Por consiguiente, la potencia reactiva generada por el condensador es proporcional al cuadrado de la corriente, de ahí que un condensador en serie tenga un efecto autorregulador. Cuando aumenta la carga del sistema, también aumenta la potencia reactiva generada por el condensador en serie. Entre los efectos de la compensación serie se tienen:

- Regulación de la tensión en régimen permanente y prevención de la caída de tensión.

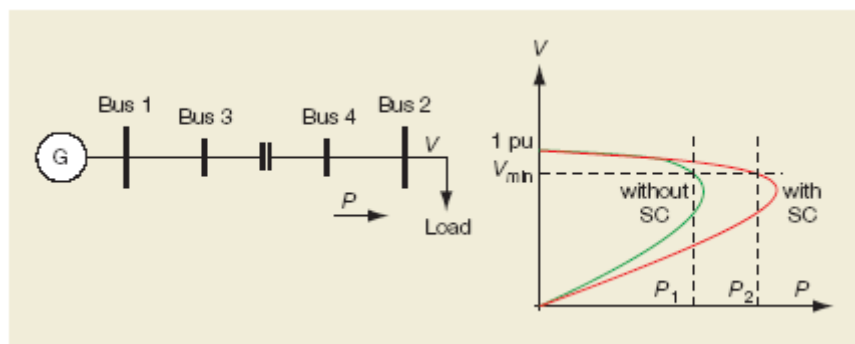
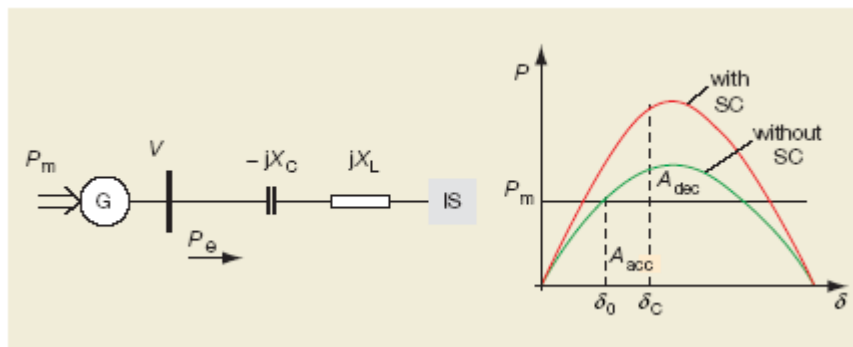


Fig. 8.2 Perfil de tensión para un sistema sencillo de transmisión. Revista ABB 5/1999

Un condensador en serie es capaz de compensar la caída de tensión en una línea de transmisión causada por la inductancia en serie. Para cargas bajas, la caída de tensión del sistema es menor y la tensión de compensación en serie es más baja. Cuando la carga aumenta y la caída de tensión se hace mayor, también aumenta la contribución del condensador en serie y, en consecuencia, se regula la tensión del sistema. La compensación en serie también amplía la zona de estabilidad de la tensión al reducir la reactancia de línea, ayudando con ello a impedir la caída de tensión. La Fig. 8.2 muestra que el límite de estabilidad de la tensión aumenta desde $P1$ al nivel superior $P2$.

- Mejora de la estabilidad del ángulo del rotor en régimen transitorio.



A_{acc} Energía de aceleración

P_m Energía mecánica suministrada

A_{dec} Energía de retardo al alternador

δ Ángulo del alternador

X_C Reactancia del condensador en serie

δ_0 Ángulo del alternador, previo a la avería X_L Reactancia de la línea

δ_c Ángulo en el momento de eliminar la avería IS Fuente infinita

P_e Energía eléctrica procedente del alternador

SC Condensador en serie

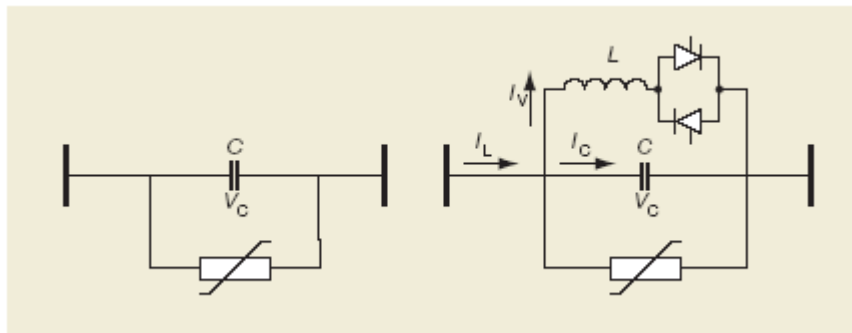
Fig. 8.3 Mejora del régimen de estabilidad en régimen transitorio por medio de un condensador en serie. Revista ABB 6/1999

En el sistema de un solo alternador y una barra de distribución infinita representado en la Fig. 8.3, se aplica el criterio de igualdad de áreas para mostrar cómo un condensador en serie mejora eficazmente la estabilidad en régimen transitorio. En condiciones de régimen permanente $P_e = P_m$ y el ángulo del alternador es δ_0 . Si se produce una avería trifásica en un punto cercano a la máquina, la potencia de salida eléctrica del alternador disminuye hasta el valor cero. Una vez reparada la avería, el ángulo deberá incrementarse hasta δ_c . El sistema permanecerá estable siempre que A_{dec} sea mayor que A_{acc} . En la figura puede verse que el margen de estabilidad aumenta notablemente si se instala un condensador en serie, que hace que la curva $P-\delta$ se desplace hacia arriba.

- Control del flujo de energía.

En los sistemas de transmisión de energía eléctrica puede utilizarse la compensación en serie para controlar el flujo de energía en régimen permanente. Por consiguiente, si las líneas de transmisión tienen suficiente capacidad térmica, la compensación puede mitigar las sobrecargas que puedan presentarse en otras líneas paralelas.

La compensación en serie puede llevarse a cabo mediante condensadores fijos ó para conseguir más versatilidad mediante condensadores en serie controlables, tal y como se muestra en la Fig. 8.4.



- C Condensador en serie
- I_V Intensidad en la válvula
- L Inductor en paralelo
- I_L Corriente de línea
- I_C Intensidad en el condensador
- V_C Tensión del condensador

Fig. 8.4 Esquemas característicos de compensación en serie con un condensador en serie fijo y un TCSC. Revista ABB 5/1999

Condensador en serie controlado por tiristores (TCSC)

La configuración de los TCSC comprende varias reactancias controladas, en paralelo, con secciones de una batería de condensadores. Esta combinación hace posible un control uniforme de la reactancia capacitiva de frecuencia fundamental en un amplio intervalo. La batería de condensadores de cada una de las fases está montada sobre una plataforma para asegurar un completo aislamiento contra tierra. La válvula incluye una serie de tiristores de gran potencia conectados en serie. El inductor es del tipo sin núcleo magnético. Un varistor de óxido metálico (MOV) está conectado a través del condensador para impedir que se produzcan sobretensiones.

La característica del circuito principal del TCSC depende de las reactancias relativas de la batería de condensadores $X_C = -\frac{1}{\omega C}$, y de la serie de tiristores, $X_V = \omega_n L$ donde ω_n es la velocidad angular fundamental, C es la capacitancia de la batería de condensadores y L es la inductancia de la reactancia en paralelo.

Modos de operación del TCSC

El TCSC puede funcionar en varios modos diferentes con valores variables de reactancia aparente, X_{app} . En este contexto, X_{app} se define simplemente como la parte imaginaria del cociente indicado a continuación:

$$X_{app} = \text{Im} \left(\frac{\overline{U}_{c1}}{\overline{I}_{L1}} \right) \quad (8.1)$$

Donde:

\overline{U}_{c1} : Componente fundamental de la tensión del condensador

\overline{I}_{L1} : Corriente en la línea a frecuencia nominal.

También resulta práctico definir un factor reforzador, K_B , como el cociente entre las reactancias aparente y física del TCSC:

$$K_B = \frac{X_{app}}{X_C} \quad (8.2)$$

El TCSC puede funcionar en los siguientes modos de operación:

- Modo de bloqueo.
- Modo de by-pass.
- Modo de refuerzo capacitivo.

Modo de bloqueo:

Si la válvula de tiristores no está activada y los tiristores permanecen en estado no conductivo, el TCSC funcionará en modo de bloqueo. La corriente de la línea pasa sólo a través de la batería de condensadores. En éste modo el TCSC actúa como un capacitor en serie fijo con $X_{app}=X_C$.

Modo de by-pass:

Si la válvula de tiristores está activada continuamente permanecerá en estado conductivo todo el tiempo y el TSCC se comportará como una conexión en paralelo de la batería de condensadores en serie y del inductor de la derivación de válvula de tiristores. En este modo, la tensión de condensador para una intensidad dada de la línea es mucho más baja que en el modo de bloqueo. Por consiguiente, el modo de derivación se utiliza para reducir la sollicitación en el condensador durante las averías.

Modo de refuerzo capacitivo:

Si se suministra un impulso activador al tiristor, con tensión directa, justo antes de que la tensión del condensador atraviese la línea cero, un impulso de corriente de descarga del condensador circulará a través de la derivación inductiva en paralelo. El impulso de corriente de descarga se suma a la corriente de línea a través de la batería de

condensadores y produce una tensión de condensador que se suma a la tensión producida por la corriente de línea. La tensión máxima del condensador se incrementará así en proporción a la carga que pasa a través de la derivación de tiristores. La tensión fundamental también se incrementa, casi en proporción a la carga. El TCSC dispone de los medios necesarios para controlar el ángulo de conducción, así como para sincronizar la activación de los tiristores con la corriente de línea. La Fig. 8.5 muestra el modo de refuerzo capacitivo y su contraparte, el modo de refuerzo inductivo.

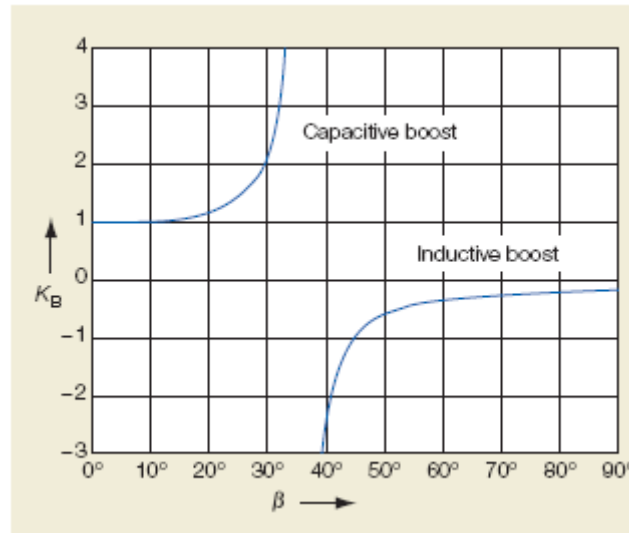


Fig 8.5 Factor de refuerzo K_B , en función del ángulo de conducción β , en un TCSC.
Revista ABB

Aplicación de los TCSCs

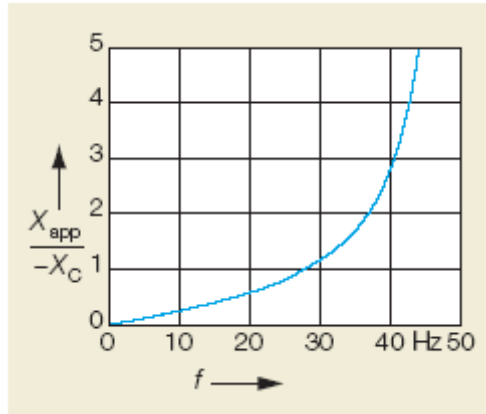
- Amortiguar las oscilaciones electromecánicas.

La ecuación básica de transmisión de potencia activa en una línea de transmisión expresa que dicha potencia es sensible a la modificación del voltaje y de la reactancia. Se sabe que un TCSC es capaz de controlar el flujo de potencia activa de una manera rápida, lo cual es aprovechado para amortiguar las oscilaciones electromecánicas en el sistema de transmisión de energía eléctrica. El efecto amortiguador presenta las siguientes características:

- Mientras mayor es el nivel de transferencia de energía, el TCSC se vuelve más eficaz para controlar las oscilaciones de potencia.
- El efecto amortiguador de un TCSC es independiente de la ubicación del mismo.
- Las características de la carga no afectan el efecto amortiguador.
- Un TCSC diseñado para amortiguar modos interzonas, no activará ningún modo local.
- Reducción de la resonancia subsincrónica con el TCSC:

Al aplicar la compensación serie podría introducirse en el sistema una resonancia eléctrica, ésta resonancia eléctrica podría interactuar con las resonancias torsionales

mecánicas de los sistemas de ejes de los turboalternadores en las centrales térmicas. Este fenómeno es una forma de resonancia subsincrónica. El uso del TCSC permite reducir las limitaciones que se tienen en cuanto al grado de compensación necesaria para mejorar el rendimiento del sistema.



X_C : Reactancia física del condensador
 X_{app} : Reactancia aparente del condensador
 f : Frecuencia

Fig. 8.6 Reactancia aparente ideal del TCSC funcionando en modo de inversión de tensión sincrónica (frecuencia nominal: 50 Hz). Revista ABB.

Tal y como se muestra en la Fig. 8.6, la función, positiva en todo el intervalo de frecuencia subsincrónica, muestra que la reactancia aparente es inductiva. Para frecuencias próximas a la frecuencia nominal, el control de la impedancia aparente hará que ésta se convierta en capacitiva.

Transformador de desplazamiento de fase (PST)

Los transformadores de regulación del ángulo de fase (desplazamiento de fase) se utilizan para controlar el flujo de energía eléctrica a lo largo de las líneas de transmisión. Tanto la magnitud como la dirección del flujo de energía pueden ser controladas variando el desplazamiento de fase mediante el transformador en serie, como se muestra en la Fig. 8.7.

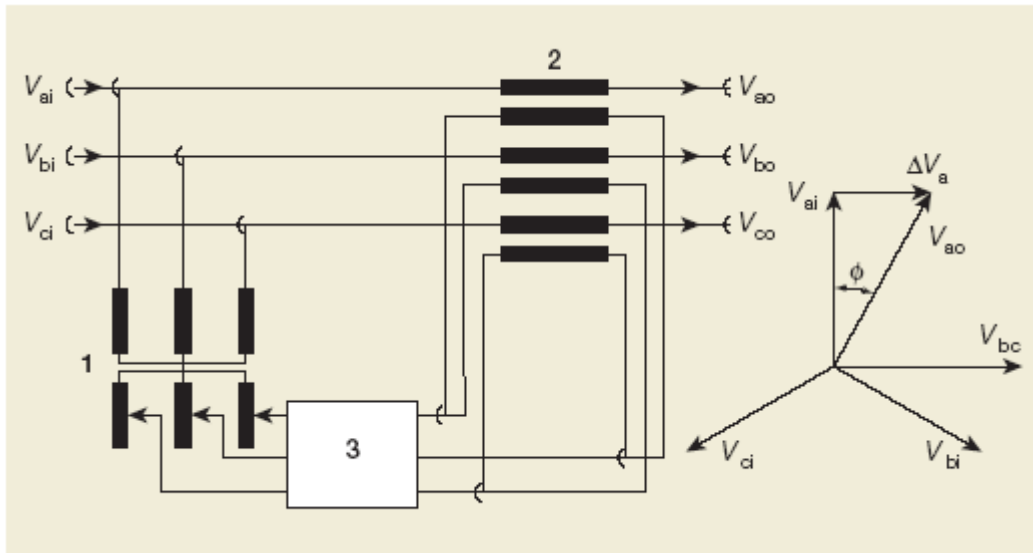


Fig. 8.7 Sistema de desplazamiento de fase con inyección de tensión en cuadratura de fase. Revista ABB.

El desplazamiento de fase se consigue extrayendo una tensión línea-tierra de una de las fases e inyectando una parte de ella en serie con otra fase. Esto se lleva a cabo utilizando dos transformadores: el transformador regulador o magnetizante, en derivación, y el transformador en serie. Las conexiones usadas, estrella-estrella y estrella-triángulo, hacen que la tensión en serie inyectada esté en cuadratura de fase con la tensión entre la línea y tierra. El ángulo de desplazamiento de la fase es ajustado normalmente por dispositivos de conmutación de tomas en carga (LTC). La tensión en serie puede ser variada por el LTC según incrementos determinados por las tomas del devanado de regulación. Los avances en el campo de la electrónica de alta potencia han hecho posible que los tiristores se utilicen en la red de conmutación.

Transformador asistido de desplazamiento de fase (APST)

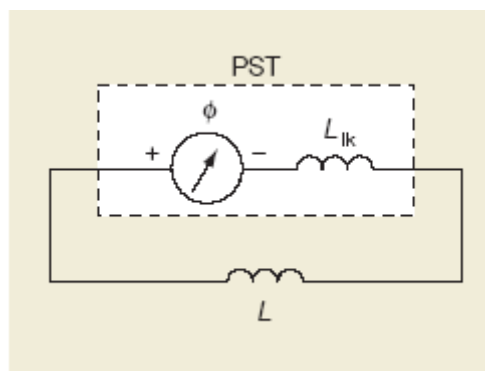


Fig. 8.8 Topología de un transformador asistido (APST) de desplazamiento de fase

Φ : Desplazamiento de fase
 L: Inductancia en paralelo

L_{lk} : Inductancia del PST

PST: Transformador de desplazamiento de fase.

En la Fig. 8.8 puede verse la topología de un APST. La naturaleza del elemento reactivo en paralelo con el PST depende del cuadrante en el que debe operar el PST. Las dos derivaciones funcionan al unísono, permitiendo que el APST fuerce una transferencia de potencia mayor a través de un circuito que la que se obtiene con un PST solo. La susceptancia del elemento reactivo se selecciona de forma que sea muy inferior a la del PST. Por consiguiente, el comportamiento del APST viene dictado principalmente por el PST, lo que significa que la capacidad de control de este se mantiene.

Compensador sincrónico estático (STATCOM)

El compensador estático está basado en una fuente de tensión sincrónica de estado sólido, similar a una máquina síncrona, que genera un conjunto equilibrado de (tres) tensiones sinusoidales a la frecuencia fundamental, con amplitud y ángulo de desplazamiento de fase controlables. Sin embargo, este dispositivo no tiene ninguna inercia.

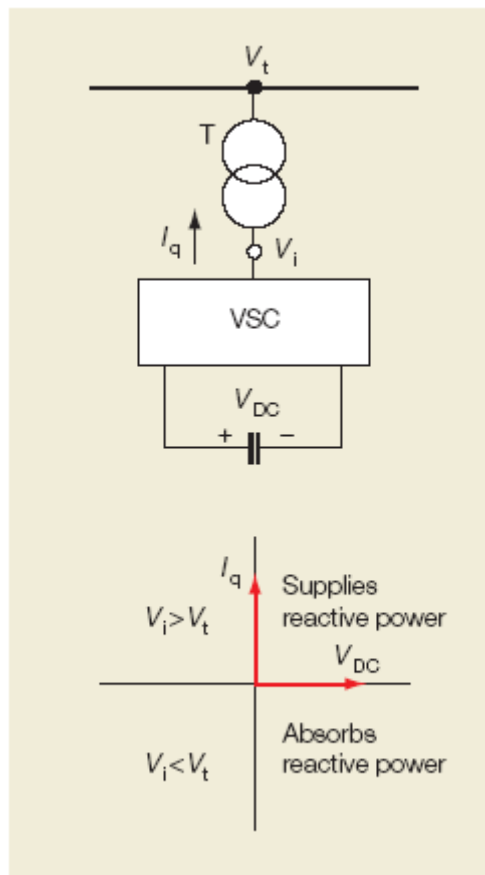


Fig. 8.9 STATCOM. Revista ABB.

Un compensador estático consiste en un convertidor de fuente de tensión, un transformador de acoplamiento y controles, tal y como se muestra en la Fig. 8.9.. En esta aplicación, el dispositivo de fuente de energía de CC puede ser sustituido por un condensador de CC, de forma que el intercambio de energía en régimen permanente entre el compensador estático y el sistema de CA pueda ser solo reactivo, según se muestra en I_q es la intensidad de salida del convertidor, perpendicular a la tensión del convertidor V_i . Es posible controlar la magnitud de la tensión del convertidor, y por tanto la potencia de salida reactiva del mismo. Si V_i es mayor que la tensión entre terminales, V_{TU} , el compensador estático suministrará potencia reactiva al sistema de CA. Si V_i es menor que V_T , el compensador estático absorberá potencia reactiva.

Los sistemas STATCOM cumplen las siguientes funciones:

- Estabilización de la tensión dinámica: se aumenta la transmisión de energía.
- Mejoras en la estabilidad sincrónica.
- Disminución de la resonancia subsincrónica.
- Equilibrio dinámico de la carga.
- Mejora de la calidad de energía.
- Soporte de tensión en régimen permanente.

Compensador en serie sincrónico estático (SSSC).

El SSSC es un convertidor de fuente de tensión conectado en serie tal y como se muestra en la Fig. 8.10.

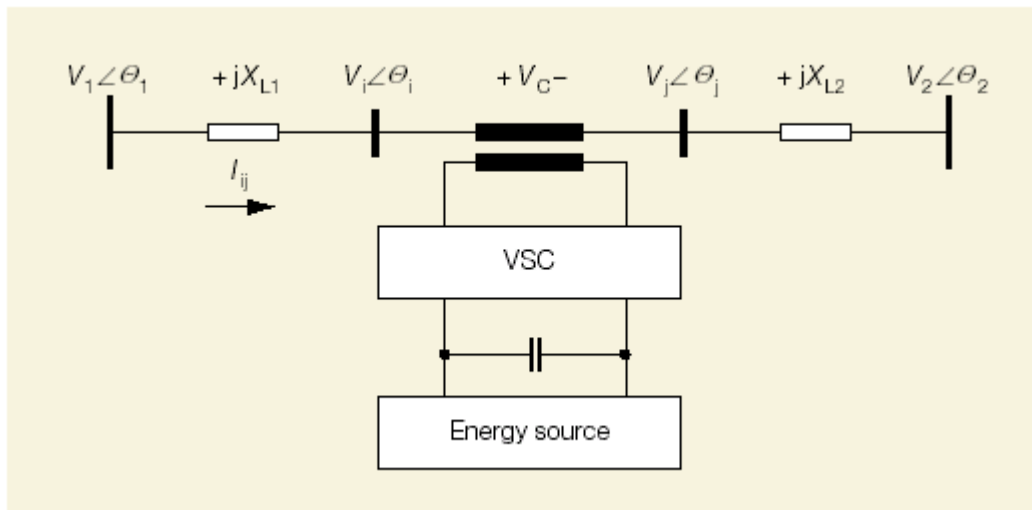


Fig. 8.10 Compensador en serie sincrónico estático (SSSC). Revista ABB.

Se requiere de una fuente de energía para suministrar una tensión cc a través del condensador y compensar las pérdidas del VSC. La tensión V_C inyectada puede controlarse en cuanto a magnitud y fase. Cuando se usa el SSSC como compensador de potencia reactiva sólo es controlable la magnitud de la tensión, ya que el vector de tensión inyectada es perpendicular a la corriente en la línea. En éste caso la tensión en serie inyectada puede adelantar o puede atrasar a la corriente de la línea en 90° . Un SSSC puede compararse con un condensador en serie y una reactancia en serie

controlables con una diferencia fundamental correspondiente a la independencia de la tensión inyectada por el SSSC con respecto a la corriente que circula por la línea. Esto implica que el SSSC puede ser utilizado en forma exitosa tanto para cargas bajas como para cargas altas.

La aplicación general de un condensador en serie controlable es la misma que para el SSSC: control dinámico del flujo de energía y mejora de la estabilidad de tensión y del ángulo. En cuanto al control de flujo de energía se puede utilizar un SSSC tanto para aumentar como para reducir el flujo. Dentro del intervalo de estabilidad ofrece más potencial para amortiguar las oscilaciones electromecánicas. Sin embargo, la inclusión de un transformador de alta tensión en el esquema da lugar a una desventaja de costos en comparación con los condensadores en serie controlables. El transformador también reduce el rendimiento del SSSC, debido a que se introduce una reactancia adicional. El esquema también exige un aparato de protección que ponga en derivación el SSSC en caso de que en la línea existan altas intensidades de fallo.

UPFC

El controlador de flujo de potencia unificado o (UPFC) de acuerdo a sus siglas en inglés (Unified Power Flow Controller) fué propuesto por Gyugyi en 1991. El UPFC fué concebido para el control en tiempo real y la compensación dinámica de los sistemas de transmisión ac, suministrando una flexibilidad multifuncional requerida para resolver muchos de los problemas que enfrenta la industria de suministro de energía. Dentro del marco de los conceptos tradicionales en transmisión de potencia, el UPFC es capaz de controlar, simultáneamente o selectivamente, todos los parámetros que afectan el flujo de potencia en la línea de transmisión (por ejemplo: voltaje, impedancia, y ángulo de fase), y ésta única capacidad es referida por el adjetivo “unificado” en su nombre. Alternativamente, se puede tener un control independiente del flujo de potencia real y reactiva en la línea. El control de la potencia real está asociado con un cambio similar en la potencia reactiva, por ejemplo, al incrementar el flujo de potencia real también se incrementa la potencia reactiva en la línea.

Principios Básicos de Operación

Desde el punto de vista conceptual, el UPFC es en general una fuente de voltaje sincrónico (SVS), representado a la frecuencia fundamental del sistema de potencia por una fasor de voltaje V_{pq} con magnitud controlable V_{pq} ($0 \leq V_{pq} \leq V_{pqmax}$) y un ángulo ρ ($0 \leq \rho \leq 2\pi$) en serie con la línea de transmisión, como se ilustra en la figura del sistema elemental de dos máquinas (o para dos sistemas independientes con una línea de transmisión entre ellos). En éste sistema sin restricciones operacionales, el cual claramente incluye una regulación de ángulo y de voltaje, el SVS generalmente intercambia potencia activa y reactiva con el sistema de transmisión. Un SVS es capaz de generar sólo la potencia reactiva intercambiada, la potencia activa debe ser suministrada hacia él o absorbida por él por una fuente de potencia disponible. En la configuración del UPFC la potencia real intercambiada es suministrada por una de las barras terminales (por ejemplo, la barra de envío) como se muestra en la Fig. 8.11 y el diagrama fasorial de la Fig. 8.12.

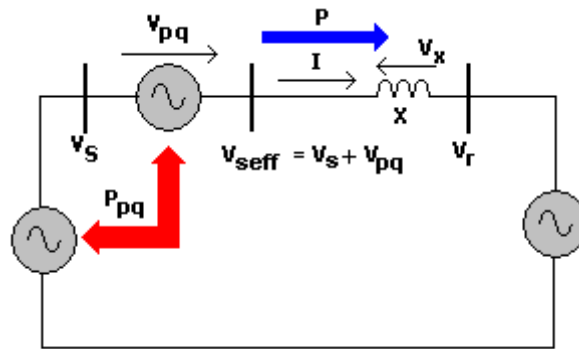


Fig. 8.11 Operación de un UPFC.

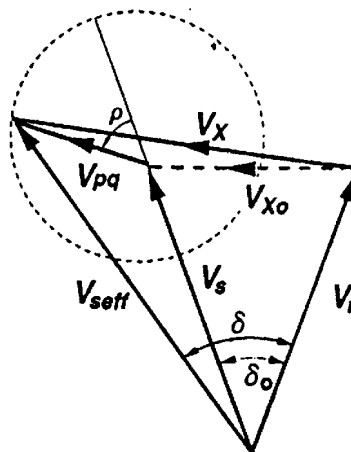


Fig. 8.12 Diagrama fasorial de un UPFC.

La implementación del UPFC consiste en dos convertidores tal y como se muestra en la Fig. 8.13. Estos convertidores llamados convertidor 1 y convertidor 2 funcionan a partir de un enlace dc suministrado por un capacitor de almacenamiento dc. Como se indicó anteriormente, este arreglo funciona como un convertidor de potencia ac/ac en el cual la potencia real puede fluir libremente en cualquier dirección entre los terminales ac de los dos convertidores, cada convertidor puede generar o absorber potencia reactiva en forma independiente de su propio terminal de salida ac.

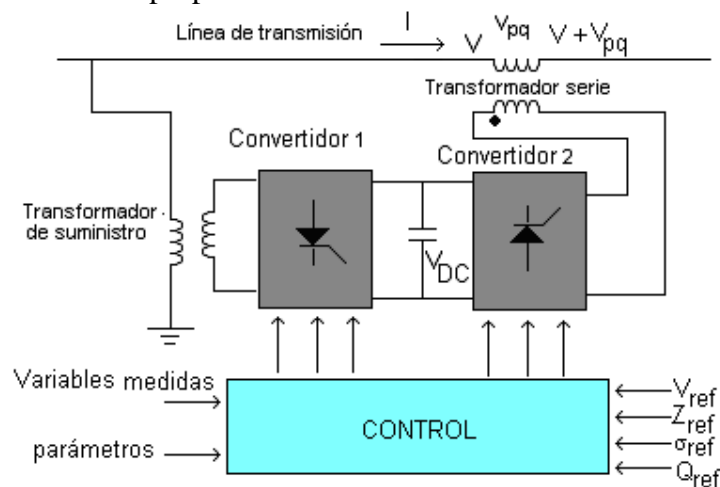


Fig. 8.13 Convertidores y controles del UPFC.

El convertidor 2 representa la principal función del UPFC de inyectar un voltaje V_{pq} con una magnitud y ángulo controlables. Este voltaje inyectado actúa esencialmente como una fuente sincrónica de voltaje ac. La corriente de la línea de transmisión fluye a través de ésta fuente de voltaje lo cual produce un intercambio de potencia real y reactiva entre la línea y el sistema ac. La potencia real intercambiada en el terminal ac es convertida en potencia dc que se manifiesta en el enlace dc como una potencia real demandada positiva o negativa.

La función básica del convertidor 1 es la de suministrar o absorber la potencia real demandada por el convertidor 2 a través de enlace dc común para mantener el intercambio de potencia real resultante de la inyección del voltaje serie. Ésta demanda de potencia del enlace DC del convertidor 2 es transformada de nuevo a potencia ac por el convertidor 1 y se enlaza con la barra de la línea de transmisión a través del transformador conectado en paralelo. En adición a la potencia real que necesita el convertidor 2, el convertidor 1 puede también generar o absorber potencia reactiva controlable, si así se requiere, y por lo tanto proveer de una compensación de potencia reactiva en paralelo para la línea. Es importante hacer notar que mientras exista un camino directo y cerrado para la potencia real negociada por la acción de la inyección de voltaje serie a través del convertidor 1 y de regreso a la línea por el 2, la correspondiente potencia reactiva intercambiada es suministrada o absorbida localmente por el convertidor 2 y por lo tanto no debe ser transmitida hacia la línea. De esta forma, el convertidor 1 puede ser operado a un factor de potencia unitario o ser controlado para tener un intercambio de potencia reactiva con la línea independiente de la potencia reactiva intercambiada por el convertidor 2. Obviamente, no debe haber flujo de potencia reactiva a través del enlace dc.

Capacidades de control de transmisión convencionales

Observando la operación del controlador unificado de flujo de potencia desde el punto de vista de la transmisión de potencia tradicional basado en la compensación de potencia reactiva en paralelo, compensación serie y regulación del ángulo de fase, el UPFC puede cumplir con todas éstas funciones y por lo tanto llevar a cabo múltiples objetivos de control mediante la adición del voltaje inyectado V_{pq} , con una amplitud y ángulo de fase apropiados. Utilizando una representación fasorial, las funciones de control básicas para el UPFC se ilustran en la Fig. 8.14.

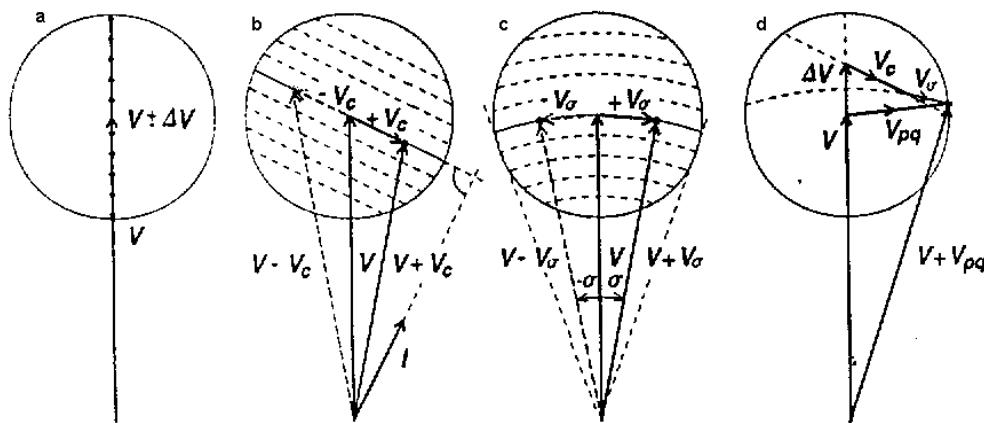


Fig. 8.14 Capacidades de control del UPFC.

La regulación del voltaje con una inyección de voltaje con en fase/contrafase variable continuamente. Para incrementos de voltaje $V_{pq} = \pm\Delta V$ ($\rho = 0$). Esta función es similar a aquella que se obtiene en un transformador con cambiador de taps en pasos de tamaños infinitamente pequeños.

La compensación de potencia reactiva serie, en donde $V_{pq} = V_q$ es inyectado en cuadratura con la corriente de línea I . Funcionalmente esto es similar a la compensación de potencia serie inductiva y capacitiva de la línea de la misma forma que un SSSC. El voltaje de compensación serie inyectado puede permanecer constante, si se desea independiente de la variación de la corriente de línea, o se puede variar en proporción con la corriente de línea para imitar la compensación obtenida con un capacitor serie o reactor.

En la regulación del ángulo de fase (cambio de fase), se inyecta un voltaje $V_{pq} = V_\sigma$ con una relación angular con respecto a V_s que permite obtener el ángulo de fase requerido σ (en adelanto o en retraso) sin ningún cambio en la magnitud. De ésta forma el UPFC puede funcionar como un perfecto regulador del ángulo de fase que también puede suplir la potencia reactiva inherente con el control del ángulo de transmisión mediante la generación de vars internos.

El control de flujo de potencia multifuncional, es llevado a cabo mediante la regulación simultánea del voltaje terminal, la compensación serie capacitiva de la línea y el ángulo de fase. En ésta figura $V_{pq} = \Delta V + V_q + V_\sigma$. Es capacidad funcional es única para el UPFC. Ningún equipo convencional trabajando en forma aislada tiene una capacidad funcional similar.

La capacidad general de control del flujo de potencia del UPFC, desde el punto de vista del control de transmisión convencional, se puede ilustrar mejor mediante la transmisión de potencia activa y reactiva versus las características del ángulo de transmisión de un sistema simple de dos máquinas. La potencia transmitida P y la potencia reactiva $-jQ_r$, suministrada por el terminal receptor, puede expresarse de la siguiente manera:

$$P - jQ_r = V_r \left(\frac{V_s + V_{pq} - V_r}{jX} \right)^* \quad (8.3)$$

Si $V_{pq} = 0$, entonces la ecuación anterior describe el sistema no compensado, esto es:

$$P - jQ_r = V_r \left(\frac{V_s - V_r}{jX} \right)^* \quad (8.4)$$

De ésta manera, si $V_{pq} \neq 0$, la potencia real y reactiva se puede escribir de la siguiente manera:

$$P - jQ_r = V_r \left(\frac{V_s - V_r}{jX} \right)^* + \frac{V_r V_{pq}^*}{-jX} \quad (8.5)$$

Sustituyendo

$$\begin{aligned} V_s &= Ve^{j\delta/2} = V\left(\cos\frac{\delta}{2} + j\text{sen}\frac{\delta}{2}\right) \\ V_r &= Ve^{-j\delta/2} = V\left(\cos\frac{\delta}{2} - j\text{sen}\frac{\delta}{2}\right) \end{aligned} \quad (8.6)$$

Y

$$V_{pq} = V_{pq}e^{j\left(\frac{\delta}{2} + \rho\right)} = V_{pq}\left(\cos\left(\frac{\delta}{2} + \rho\right) + j\text{sen}\left(\frac{\delta}{2} + \rho\right)\right) \quad (8.7)$$

Se obtienen las siguientes expresiones para P y Q_r .

$$P(\delta, \rho) = P_0(\delta) + P_{pq}(\rho) = \frac{V^2}{X}\text{sen}(\delta) - \frac{VV_{pq}}{X}\cos\left(\frac{\delta}{2} + \rho\right) \quad (8.8)$$

Y

$$Q_r(\delta, \rho) = Q_{0r}(\delta) + Q_{pq}(\rho) = \frac{V^2}{X}(1 - \cos\delta) - \frac{VV_{pq}}{X}\text{sen}\left(\frac{\delta}{2} + \rho\right) \quad (8.9)$$

Donde:

$$P_0(\delta) = \frac{V^2}{X}\text{sen}(\delta) \quad (8.10)$$

Y:

$$Q_{0r}(\delta) = -\frac{V^2}{X}(1 - \cos\delta) \quad (8.11)$$

Son la potencia real y reactiva que caracterizan la transmisión de potencia del sistema no compensado para un ángulo dado δ . En vista de que el ángulo ρ es variable con libertad entre 0 y 2π a cualquier valor del ángulo de transmisión dado $\delta(0 \leq \delta \leq \pi)$, se puede controlar $P_{pq}(\rho)$ y $Q_{pq}(\rho)$ entre $-VV_{pq}/X$ y $+VV_{pq}/X$ independientemente del ángulo δ . Sin embargo, la potencia real P transmitible es controlable entre:

$$P_0(\delta) - \frac{VV_{pq\max}}{X} \leq P(\delta) \leq P_0(\delta) + \frac{VV_{pq\max}}{X} \quad (8.12)$$

Y la potencia reactiva Q_r es controlable entre:

$$Q_{0r}(\delta) - \frac{VV_{pq\max}}{X} \leq Q_r(\delta) \leq Q_{0r}(\delta) + \frac{VV_{pq\max}}{X} \quad (8.13)$$

A cualquier ángulo de transmisión δ , como se ilustra en la Fig. 8.15. El amplio rango de control para la potencia transmitida la cual es independiente del ángulo de transmisión δ , tal y como se observa en la figura, indica no sólo la capacidad superior del UPFC en las aplicaciones de flujo de potencia, sino que también expresa la potente capacidad para mejorar la estabilidad transitoria y el amortiguamiento de la oscilación de potencia.

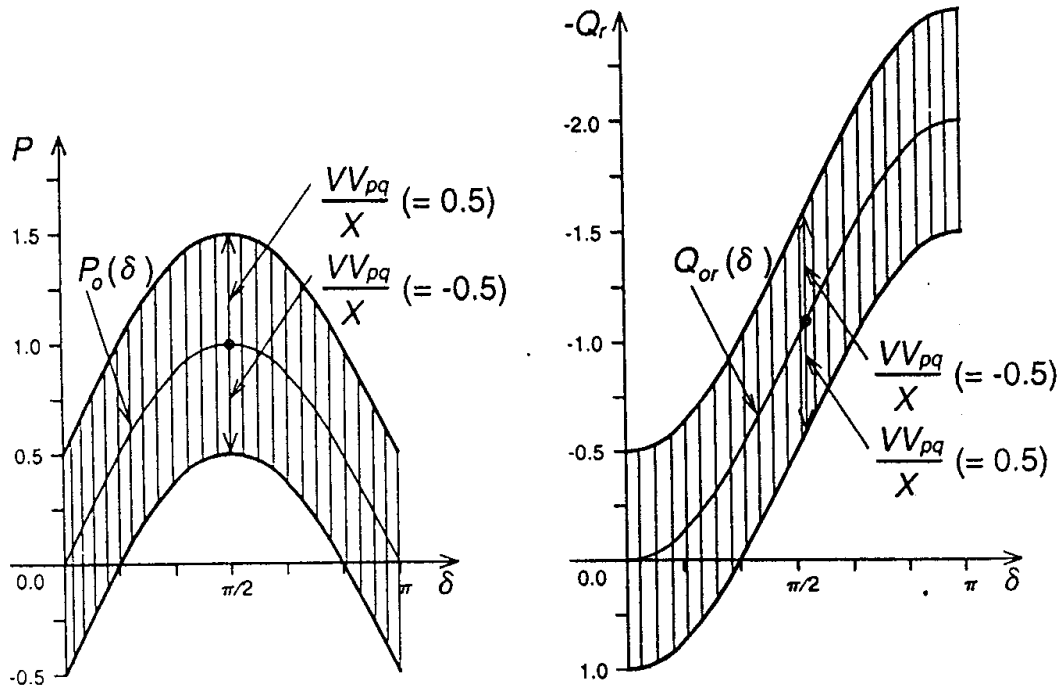


Fig. 8.15 Rango de control de potencia activa y reactiva de un UPFC

Para ilustrar el significado de las ecuaciones para $P(\delta, \rho)$ y $Q_r(\delta, \rho)$, se debe considerar de la Fig. 8.16 (a) y (b)

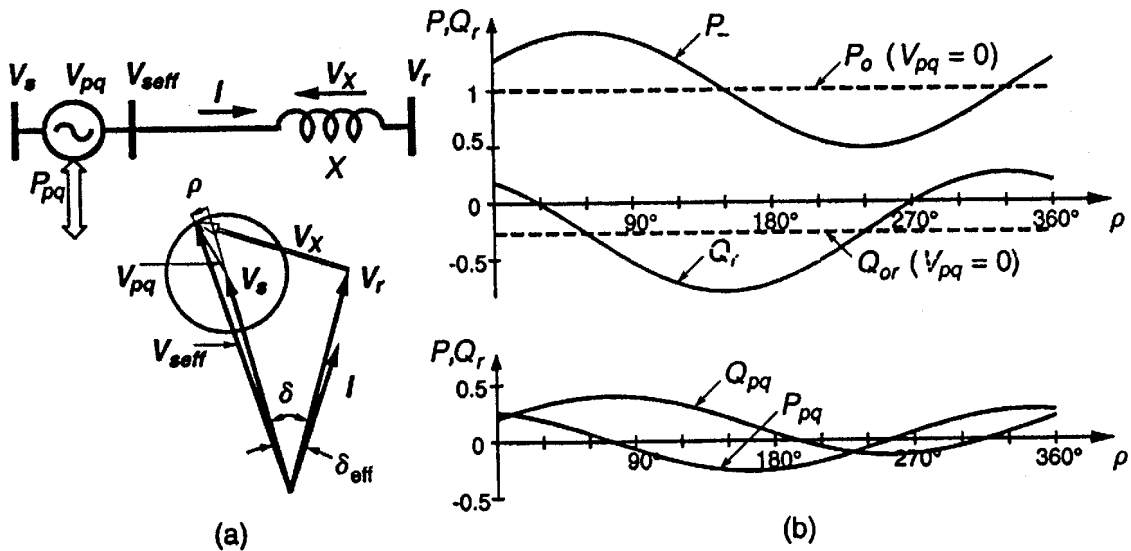


Figura 8.17 (a) Diagrama fasorial para el control de la potencia activa y reactiva y (b) Diagrama en el dominio del tiempo.

En dichas figura se muestra un diagrama fasorial que define la relación entre V_s , V_r y V_x (el fasor de voltaje a lo largo de X) y el fasor de voltaje inyectado V_{pq} , con magnitud controlable ($0 \leq V_{pq} \leq V_{pqmax}$) además del ángulo ($0 \leq \rho_{pq} \leq 360$). (de manera ilustrativa, se asumieron los siguientes valores: $\delta=30^\circ$ y $V_s = V_r = 1$, $X = 0.5$, $V_{pqmax} = 0.25$ p.u.). El fasor de voltaje insertado V_{pq} se adiciona al voltaje fijado en la barra de envío V_s para producir el voltaje efectivo del extremo de envío: $V_{seff} = V_s + V_{pq}$. La diferencia $V_{seff} - V_r$ suministra el fasor de voltaje compensado, V_x , a través de X . Como el ángulo ρ_{pq} se varía en el rango de 360° .

En resumen, la característica principal de los controladores FACTS es la capacidad que tienen para modificar los parámetros del sistema, lo que a su vez permite controlar el flujo de potencia de la siguiente manera:

- Al controlar la impedancia de la línea X_{ij} se puede regular la corriente, así como la potencia activa.
- El control del ángulo permite regular el flujo de corriente.
- Inyectar un voltaje en serie con la línea, ortogonal al flujo de corriente puede aumentar o disminuir la magnitud de ésta.
- Inyectar un voltaje en serie con la línea y con cualquier ángulo de fase puede regular la magnitud y fase de la corriente de línea y, por lo tanto, se puede controlar la potencia real y reactiva en forma más precisa.

Ventajas de los dispositivos FACTS

- Permiten un mayor control sobre el flujo de potencia, dirigiéndolo a través de rutas predeterminadas.
- Se puede operar con niveles de carga seguros (sin sobrecarga) y cercanos a los límites térmicos de las líneas de transmisión.
- Mayor capacidad de transferencia de potencia entre áreas controladas, con lo que el margen de reserva en generación puede reducirse considerablemente.
- Incrementan la seguridad del sistema al incrementar el límite de estabilidad transitoria, limitando las corrientes de cortocircuito y sobrecargas.
- Amortiguan oscilaciones del sistema de potencia que dañan los equipos y limitan la capacidad de transmisión disponible.
- Responden rápidamente a los cambios en las condiciones en la red para proveer un control en el flujo de potencia en tiempo real.
- Proveen una mayor flexibilidad en la localización de nuevas plantas generadoras.
- Proporcionan seguridad en las conexiones a través de las líneas de enlace entre empresas y regiones vecinas.

9. Modelado de los FACTS en el flujo de carga

A continuación se realiza una breve reseña de algunos de los modelos mas relevantes disponibles en la literatura para el modelado de FACTS en régimen permanente:

Modelo de Douglas J. Gotham y G.T. Heydth

Douglas J. Gotham y G.T. Heydth, categorizan los facts de acuerdo a los parámetros controlados en tres tipos básicos:

Tabla 9.1: Clasificación de los FACTS

Tipo	Parámetros controlados	Equipos FACTS
Tipo A	P y Q serie	UPFC
Tipo B	P serie	TCSC
Tipo C	Q paralelo	SVC, STATCON

Equipos tipo A:

El equipo tipo A puede ser modelado de acuerdo a la Fig. 9.1. En este modelo se inserta el equipo A para controlar el flujo de potencia activa y reactiva a lo largo de la línea i-j, la magnitud del voltaje y el ángulo de desfase no son especificados y representan variables independientes en la solución del flujo de potencia, ésta es una de las fallas primordiales de éste modelo además de no considerar las pérdidas del equipo. P_{ij} y Q_{ij} son las variables de flujo de potencia a ser controladas. $P_i + jQ_i$ y $P_j + jQ_j$ son las potencias de carga especificadas en las barras i y j. Este modelo se basa en la introducción de una barra ficticia denotada como i' a través de la cual se fuerza a las potencias $P_{ij} + jQ_{ij}$ para que fluyan a través de la línea.

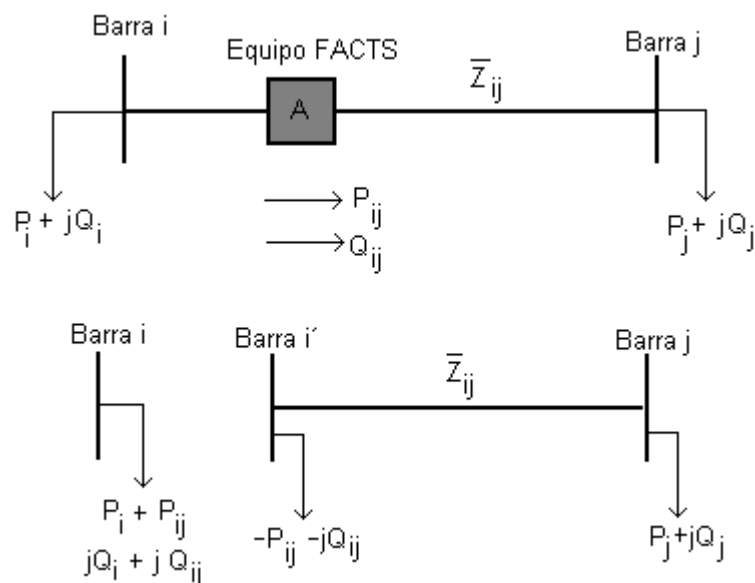


Fig. 9.1. Modelo de un FACT tipo A.

La matriz jacobiana típica sin equipos FACTS, transformadores desfasadores, ni transformadores con cambiadores de taps bajo carga tienen una estructura dada por:

$$J = \begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial \delta} & \frac{\partial P}{\partial |V|} \\ \frac{\partial Q}{\partial \delta} & \frac{\partial Q}{\partial |V|} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J1 & J2 \\ J3 & J4 \end{bmatrix} \quad (9.1)$$

Las dimensiones de los elementos de la matriz jacobiana son los siguientes:

- J₁: (n_{pq}+n_{pv}) por (n_{pq}+n_{pv})
- J₂: (n_{pq}+n_{pv}) por (n_{pq})
- J₃: (n_{pq}) por (n_{pq}+n_{pv})
- J₄: (n_{pq}) por (n_{pv})

Donde:

- n_{pq}: Número de barras PQ.
- n_{pv}: Número de barras PV.

Se asume que existe una sola barra slack.

Para los FACTS tipo A debe modificarse la matriz jacobiana tomando en cuenta que cada equipo FACTS introduce una barra PQ adicional con sus correspondientes ecuaciones de error ΔP y ΔQ . De esta forma la dimensión de la matriz jacobiana queda de la siguiente manera:

- J₁: (n_{pq}+n_{pv}+n_A) por (n_{pq}+n_{pv}+n_A)
- J₂: (n_{pq}+n_{pv}+n_A) por (n_{pq}+n_A)
- J₃: (n_{pq}+n_A) por (n_{pq}+n_{pv}+n_A)
- J₄: (n_{pq}+n_A) por (n_{pq}+n_A)

Donde n_A es el número de dispositivos FACTS conectados.

Modelo de Fuerte Esquivel y E. Ancha (UPFC como SVS).

Otro modelo presentado por CR Fuerte Esquivel y E. Ancha establece que el UPFC puede ser representado mediante un SVS considerando que el UPFC genera internamente la potencia reactiva necesaria para ser intercambiada con el sistema de potencia. Según este estudio la principal función del UPFC es la de transferir la potencia real del sistema del convertidor paralelo al convertidor serie de tal forma que el convertidor paralelo tenga un factor de potencia unitario.

En la Fig. 9.2 se muestra una representación de una línea de transmisión compensada mediante un UPFC:

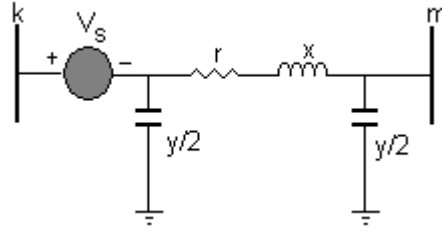


Fig. 9.2 Línea de transmisión compensada mediante un UPFC.

El voltaje complejo inyectado por el UPFC tiene una amplitud variable en el rango de V_s ($0 \leq V_s \leq 0.5 pu$) y un ángulo de fase variable θ_s ($0 \leq \theta_s \leq 2\pi$).

La matriz de transferencia para la línea de transmisión quedaría:

$$\begin{bmatrix} I_k \\ I_m \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{kk} & -Y_{kk} & Y_{km} \\ Y_{mk} & -Y_{mk} & Y_{mm} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_k \\ V_s \\ V_m \end{bmatrix} \quad (9.2)$$

La matriz jacobiana puede escribirse como:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \\ \Delta P_{km} \\ \Delta Q_{km} \end{bmatrix}^i = \begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial \theta} & \frac{\partial P}{\partial V} V & \frac{\partial P}{\partial \theta_s} & \frac{\partial P}{\partial V_s} V_s \\ \frac{\partial Q}{\partial \theta} & \frac{\partial Q}{\partial V} V & \frac{\partial Q}{\partial \theta_s} & \frac{\partial Q}{\partial V_s} V_s \\ \frac{\partial P_{km}}{\partial \theta} & \frac{\partial P_{km}}{\partial V} V & \frac{\partial P_{km}}{\partial \theta_s} & \frac{\partial P_{km}}{\partial V_s} V_s \\ \frac{\partial Q_{km}}{\partial \theta} & \frac{\partial Q_{km}}{\partial V} V & \frac{\partial Q_{km}}{\partial \theta_s} & \frac{\partial Q_{km}}{\partial V_s} V_s \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \\ V \\ \Delta \theta_s \\ \Delta V_s \\ V_s \end{bmatrix} \quad (9.3)$$

V_s y θ_s son variables de estado. Los elementos $\frac{\partial P_{km}}{\partial \theta_s}$, $\frac{\partial P_{km}}{\partial V_s} V_s$, $\frac{\partial Q_{km}}{\partial \theta_s}$ y $\frac{\partial Q_{km}}{\partial V_s} V_s$ son matrices diagonales cuyo orden es igual al número de UPFC's en la red. $\Delta P_{km} = P_{km}^{esp} - P_{km}^{cal}$ y $\Delta Q_{km} = Q_{km}^{esp} - Q_{km}^{cal}$ son los errores de potencia real y reactiva del UPFC. $\Delta \theta_s = \theta_s^{i+1} - \theta_s^i$ es el vector de cambios incrementales en el ángulo de fase y $\Delta V_s = V_s^{i+1} - V_s^i$ es el vector de cambios incrementales en la magnitud del voltaje.

Cabe hacer notar que éste modelo no toma en cuenta las pérdidas del UPFC.

Las potencias netas inyectadas en las barras k y m de la Fig. 9.2 pueden escribirse como:

$$P_k = V_k^2 G_{kk} + V_k V_m (G_{km} \cos(\theta_k - \theta_m) + B_{km} \sin(\theta_k - \theta_m)) - V_k V_s \begin{pmatrix} G_{kk} \cos(\theta_k - \theta_s) + \\ B_{kk} \sin(\theta_k - \theta_s) \end{pmatrix} \quad (9.4)$$

$$Q_k = -V_k^2 B_{kk} + V_k V_m (G_{km} \sin(\theta_k - \theta_m) - B_{km} \cos(\theta_k - \theta_m)) - V_k V_s \left(G_{kk} \sin(\theta_k - \theta_s) - B_{kk} \cos(\theta_k - \theta_s) \right) \quad (9.5)$$

$$P_m = V_m^2 G_{mm} + V_k V_m (G_{mk} \cos(\theta_m - \theta_k) + B_{mk} \sin(\theta_m - \theta_k)) - V_m V_s \left(G_{mk} \cos(\theta_m - \theta_s) + B_{mk} \sin(\theta_m - \theta_s) \right) \quad (9.6)$$

$$Q_m = -V_m^2 B_{mm} + V_m V_k (G_{mk} \sin(\theta_m - \theta_k) - B_{mk} \cos(\theta_m - \theta_k)) - V_m V_s \left(G_{mk} \sin(\theta_m - \theta_s) - B_{mk} \cos(\theta_m - \theta_s) \right) \quad (9.7)$$

Donde:

$$G_{km} + jB_{km} = -1/(r + jx)$$

$$G_{mm} + jB_{mm} = 1/(r + jx) + y/2$$

Modelo de Fuerte-Esquivel y E Ancha.

C.R. Fuerte- Esquivel proponen un modelo a partir de la representación esquemática que se muestra en la Fig. 9.3.

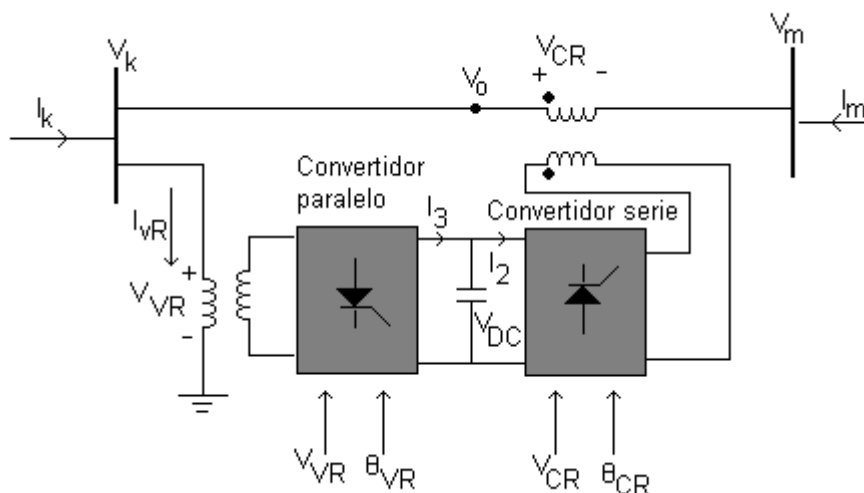


Fig. 9.3 Diagrama esquemático de un UPFC.

La salida de voltaje del convertidor serie se adiciona al voltaje terminal V_0 a través del transformador de acople conectado en serie. El voltaje inyectado V_{CR} se comporta como una fuente de voltaje serie AC. El producto de la corriente de la línea de transmisión I_m y la fuente de voltaje serie V_{CR} , determina la potencia activa y reactiva intercambiada entre el convertidor serie y el sistema AC.

La potencia real demandada por el convertidor serie es suplida del sistema de potencia AC por el convertidor shunt a través del enlace DC común. El convertidor shunt es capaz de generar o absorber la potencia reactiva controlable en ambos modos de operación (por ejemplo: rectificador e inversor). La compensación reactiva paralelo controlada independientemente puede ser usada para mantener la magnitud del voltaje en el convertidor paralelo en un valor específico.

El modelo en régimen permanente del UPFC se muestra en la Fig. 9.4.

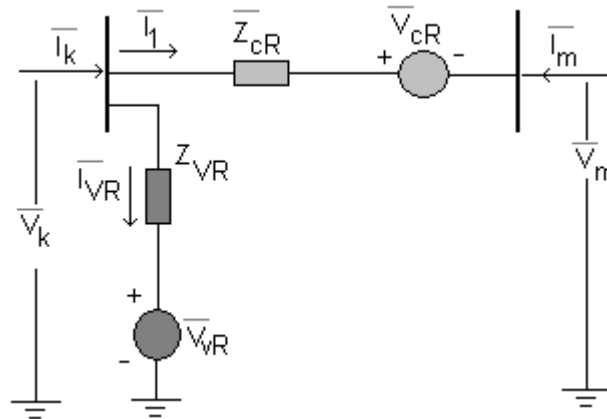


Fig. 9.4. Circuito equivalente del UPFC

Como se puede observar, el circuito equivalente está formado por dos fuentes de voltaje ideales formados por las componentes fundamentales de las series de Fourier de las ondas de voltaje en los terminales del convertidor AC.

$$\bar{V}_{vR} = V_{vR} \angle \theta_{vR} \quad (9.8)$$

$$\bar{V}_{cR} = V_{cR} \angle \theta_{cR} \quad (9.9)$$

El convertidor shunt está representado por V_{vR} y θ_{vR} , se deben definir límites operativos para éstas variables: $(V_{vR\text{mín}} \leq V_{vR} \leq V_{vR\text{max}})$ y $(0 \leq \theta_{vR} \leq 2\pi)$. La magnitud de V_{cR} y θ_{cR} representan al convertidor serie con sus respectivos límites: $(V_{cR\text{mín}} \leq V_{cR} \leq V_{cR\text{max}})$ y $(0 \leq \theta_{cR} \leq 2\pi)$, respectivamente.

De acuerdo al circuito equivalente, las ecuaciones para la potencia activa y reactiva son:

En el nodo k:

$$\begin{aligned} P_k = & V_k^2 G_{kk} + V_k V_m (G_{km} \cos(\theta_k - \theta_m) + B_{km} \text{sen}(\theta_k - \theta_m)) + \\ & + V_k V_{cR} (G_{km} \cos(\theta_k - \theta_{cR}) + B_{km} \text{sen}(\theta_k - \theta_{cR})) + \\ & + V_k V_{vR} (G_{vR} \cos(\theta_k - \theta_{vR}) + B_{vR} \text{sen}(\theta_k - \theta_{vR})) \end{aligned} \quad (9.10)$$

$$\begin{aligned} Q_k = & -V_k^2 B_{kk} + V_k V_m (G_{km} \text{sen}(\theta_k - \theta_m) - B_{km} \cos(\theta_k - \theta_m)) + \\ & + V_k V_{cR} (G_{km} \text{sen}(\theta_k - \theta_{cR}) - B_{km} \cos(\theta_k - \theta_{cR})) + \\ & + V_k V_{vR} (G_{vR} \text{sen}(\theta_k - \theta_{vR}) - B_{vR} \cos(\theta_k - \theta_{vR})) \end{aligned} \quad (9.11)$$

En el nodo m:

$$\begin{aligned} P_m = & V_m^2 G_{mm} + V_m V_k (G_{mk} \cos(\theta_m - \theta_k) + B_{mk} \text{sen}(\theta_m - \theta_k)) + \\ & + V_m V_{cR} (G_{mm} \cos(\theta_m - \theta_{cR}) + B_{mm} \text{sen}(\theta_m - \theta_{cR})) \end{aligned} \quad (9.12)$$

$$\begin{aligned} Q_m = & -V_m^2 B_{mm} + V_m V_k (G_{mk} \text{sen}(\theta_m - \theta_k) - B_{mk} \cos(\theta_m - \theta_k)) + \\ & + V_m V_{cR} (G_{mm} \text{sen}(\theta_m - \theta_{cR}) - B_{mm} \cos(\theta_m - \theta_{cR})) \end{aligned} \quad (9.13)$$

Convertidor serie:

$$\begin{aligned} P_{cR} = & V_{cR}^2 G_{mm} + V_{cR} V_k (G_{km} \cos(\theta_{cR} - \theta_k) + B_{km} \text{sen}(\theta_{cR} - \theta_k)) + \\ & + V_{cR} V_m (G_{mm} \cos(\theta_{cR} - \theta_m) + B_{mm} \text{sen}(\theta_{cR} - \theta_m)) \end{aligned} \quad (9.14)$$

$$\begin{aligned} Q_{cR} = & -V_{cR}^2 B_{mm} + V_{cR} V_k (G_{km} \text{sen}(\theta_{cR} - \theta_k) - B_{km} \cos(\theta_{cR} - \theta_k)) + \\ & + V_{cR} V_m (G_{mm} \text{sen}(\theta_{cR} - \theta_m) - B_{mm} \cos(\theta_{cR} - \theta_m)) \end{aligned} \quad (9.15)$$

Convertidor paralelo:

$$P_{vR} = -V_{cR}^2 G_{vR} + V_{vR} V_k (G_{vR} \cos(\theta_{vR} - \theta_k) + B_{vR} \text{sen}(\theta_{vR} - \theta_k)) \quad (9.16)$$

$$Q_{vR} = V_{vR}^2 B_{vR} + V_{vR} V_k (G_{vR} \text{sen}(\theta_{vR} - \theta_k) - B_{vR} \cos(\theta_{vR} - \theta_k)) \quad (9.17)$$

Donde:

$$Y_{kk} = G_{kk} + jB_{kk} = Z_{cR}^{-1} + Z_{vR}^{-1}$$

$$Y_{mm} = G_{mm} + jB_{mm}$$

$$Y_{km} = G_{km} + jB_{km} = -Z_{cR}^{-1}$$

$$Y_{vR} = G_{vR} + jB_{vR} = -Z_{vR}^{-1}$$

Si se asume la operación de los convertidores libre de pérdidas, el UPFC no absorbe ni suministra potencia activa. El voltaje de enlace DC debe permanecer constante, esto se logra gracias al suministro de potencia activa por parte del convertidor shunt, dicha potencia es igual a la potencia demandada por el convertidor serie, de tal forma que se cumple:

$$P_{vR} + P_{cR} = 0 \quad (9.18)$$

$$P_{vR} := -V_{vR} \cdot I_{vR}^* \quad (9.19)$$

$$P_{cR} = V_{cR} \cdot I_m \quad (9.20)$$

En éste modelo se plantea que las variables de estado del UPFC deben estar integradas a la matriz Jacobiana, de ésta forma, dichas variables son ajustadas en cada iteración en lugar de utilizar un método iterativo adicional, En forma compacta se puede escribir la solución de Newton Raphson de la siguiente manera:

$$\Delta e = J \Delta c \quad (9.21)$$

Donde:

Δe : Vector de errores.

Δc : Vector de correcciones.

J: Matriz Jacobiana.

En forma expandida:

$$\Delta e = \left| \begin{array}{ccccccc} \Delta P_k & \Delta P_m & \Delta Q_k & \Delta Q_m & \Delta P_{km} & \Delta Q_{km} & \Delta P_{bb} \end{array} \right| \quad (9.22)$$

$$\Delta c = \left| \begin{array}{ccccccc} \Delta \theta_k & \Delta \theta_m & \frac{\Delta V_{vR}}{V_{vR}} & \frac{\Delta V_m}{V_m} & \Delta \theta_{cR} & \frac{\Delta V_{cR}}{V_{cR}} \end{array} \right| \quad (9.23)$$

$$J = \begin{array}{c} \left| \begin{array}{ccccccc} \frac{\partial P_k}{\partial \theta_k} & \frac{\partial P_k}{\partial \theta_m} & \frac{\partial P_k}{\partial V_{vR}} V_{vR} & \frac{\partial P_k}{\partial V_m} V_m & \frac{\partial P_k}{\partial \theta_{cR}} & \frac{\partial P_k}{\partial V_{cR}} V_{cR} & \frac{\partial P_k}{\partial \theta_{vR}} \\ \frac{\partial P_m}{\partial \theta_k} & \frac{\partial P_m}{\partial \theta_m} & \frac{\partial P_m}{\partial V_{vR}} V_{vR} & \frac{\partial P_m}{\partial V_m} V_m & \frac{\partial P_m}{\partial \theta_{cR}} & \frac{\partial P_m}{\partial V_{cR}} V_{cR} & \frac{\partial P_m}{\partial \theta_{vR}} \\ \frac{\partial Q_k}{\partial \theta_k} & \frac{\partial Q_k}{\partial \theta_m} & \frac{\partial Q_k}{\partial V_{vR}} V_{vR} & \frac{\partial Q_k}{\partial V_m} V_m & \frac{\partial Q_k}{\partial \theta_{cR}} & \frac{\partial Q_k}{\partial V_{cR}} V_{cR} & \frac{\partial Q_k}{\partial \theta_{vR}} \\ \frac{\partial Q_m}{\partial \theta_k} & \frac{\partial Q_m}{\partial \theta_m} & \frac{\partial Q_m}{\partial V_{vR}} V_{vR} & \frac{\partial Q_m}{\partial V_m} V_m & \frac{\partial Q_m}{\partial \theta_{cR}} & \frac{\partial Q_m}{\partial V_{cR}} V_{cR} & \frac{\partial Q_m}{\partial \theta_{vR}} \\ \frac{\partial P_{mk}}{\partial \theta_k} & \frac{\partial P_{mk}}{\partial \theta_m} & \frac{\partial P_{mk}}{\partial V_{vR}} V_{vR} & \frac{\partial P_{mk}}{\partial V_m} V_m & \frac{\partial P_{mk}}{\partial \theta_{cR}} & \frac{\partial P_{mk}}{\partial V_{cR}} V_{cR} & \frac{\partial P_{mk}}{\partial \theta_{vR}} \\ \frac{\partial Q_{mk}}{\partial \theta_k} & \frac{\partial Q_{mk}}{\partial \theta_m} & \frac{\partial Q_{mk}}{\partial V_{vR}} V_{vR} & \frac{\partial Q_{mk}}{\partial V_m} V_m & \frac{\partial Q_{mk}}{\partial \theta_{cR}} & \frac{\partial Q_{mk}}{\partial V_{cR}} V_{cR} & \frac{\partial Q_{mk}}{\partial \theta_{vR}} \\ \frac{\partial P_{bb}}{\partial \theta_k} & \frac{\partial P_{bb}}{\partial \theta_m} & \frac{\partial P_{bb}}{\partial V_{vR}} V_{vR} & \frac{\partial P_{bb}}{\partial V_{vR}} V_{vR} & \frac{\partial P_{bb}}{\partial \theta_{cR}} & \frac{\partial P_{bb}}{\partial V_{cR}} V_{cR} & \frac{\partial P_{bb}}{\partial \theta_{vR}} \end{array} \right| \end{array} \quad (9.24)$$

Si se desactiva el control del voltaje del UPFC, se debe reemplazar la tercera fila de la matriz jacobiana por las derivadas parciales de las potencias nodales con respecto a la magnitud del voltaje V_k . De la misma forma se reemplaza el elemento $\frac{\Delta V_{vR}}{V_{vR}}$ del vector

de correcciones por el elemento $\frac{\Delta V_k}{V_k}$. En éste caso V_{vR} se mantiene con un valor preestablecido entre los límites respectivos ($V_{vR \min} \leq V_{vR} \leq V_{vR \max}$).

Éste modelo ofrece la libertad en cuanto al control del voltaje de una barra, ya que se puede desactivar este control para dejar la barra libre en magnitud de voltaje. Los demás modelos presentados no tienen ésta ventaja.

Condiciones iniciales

Condiciones iniciales para la fuente serie:

En la mayoría de los problemas no lineales resueltos mediante el método de Newton Raphson y en donde no existen dispositivos que controlan algunas magnitudes, se puede asumir que los voltajes en las barras son iguales a 1 pu con un ángulo de cero grados. Sin embargo cuando se incorporan dispositivos tales como el UPFC, la convergencia depende dramáticamente de las condiciones iniciales, es por ello que los autores del modelo proponen las siguientes ecuaciones:

$$\theta_{cR}^0 = \arctan\left(\frac{P_{mref}}{|C_1|}\right) \quad (9.25)$$

$$V_{cR}^0 = \left(\frac{X_{cR}}{V_m^0}\right) \sqrt{P_{mref}^2 + C_1^2} \quad (9.26)$$

Donde:

$$C_1 = Q_{mref} - \frac{V_m^0}{X_{cR}} (V_m^0 - V_k^0) \text{ si } V_m^0 \neq V_k^0$$

$$C_1 = Q_{mref} \text{ si } V_m^0 = V_k^0$$

P_{mref} y Q_{mref} son las potencias activas y reactivas a ser controladas en la línea de transmisión. X_{cR} es la reactancia inductiva de la fuente serie.

Condiciones iniciales para la fuente paralelo:

$$\theta_{vR} = -\arcsen\left(\frac{(V_k^0 - V_m^0) V_{cR}^0 X_{vR} \text{sen}(\theta_{cR}^0)}{V_{vR}^0 V_k^0 X_{cR}}\right) \quad (9.27)$$

Donde:

X_{vR} : Reactancia inductiva de la fuente shunt.

El voltaje de la fuente paralelo se puede asumir igual al voltaje controlado.

Revisión de los límites de las variables controlables del UPFC

El criterio de revisión tomado para el UPFC está relacionado con la siguiente ecuación:

$$\Delta P_{bb}^i = P_{vR} + P_{cR} \quad (9.28)$$

Donde i varía desde 1 al número de UPFC's. Si se viola algún límite en una de las magnitudes de voltaje del UPFC, la magnitud de voltaje se fija en el límite violado y la variable regulada se deja libre.

Modelo de J. Yuryevich y K.P Wong

Este modelo toma como base de su formulación, el modelo de Fuerte-Esquivel y E. Ancha, la diferencia fundamental radica en la forma como se introduce dicho modelo en las ecuaciones de Newton Raphson, en donde algunas de las variables de estado del UPFC son consideradas como preestablecidas dependiendo del parámetro controlado. En la Fig. 9.5 se muestra el esquema circuital de éste modelo.

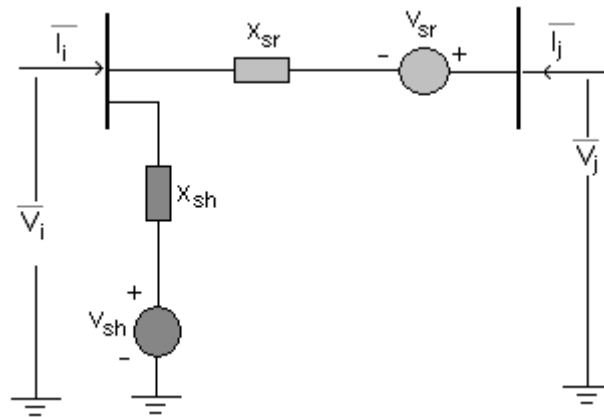


Fig. 9.5 Circuito equivalente del UPFC

Los voltajes en las barras y en las fuentes del UPFC se pueden escribir como:

$$V_i = V_i e^{j\theta_i} \quad (9.29)$$

$$V_j = V_j e^{j\theta_j}$$

$$V_{sh} = k_{sh} V_i e^{j\delta_{sh}} \quad (9.30)$$

$$V_{sr} = k_{sr} V_i e^{j\delta_{sr}} \quad (9.31)$$

El convertidor shunt debe suplir o absorber la cantidad requerida de potencia activa por parte del convertidor serie por medio del enlace DC. Esta cantidad debe ser menor que los MVA nominales del convertidor lo cual le permite al convertidor shunt suministrar potencia reactiva para compensar el voltaje preestablecido. De ésta forma el UPFC puede generar o absorber potencia reactiva internamente, sin embargo, la potencia activa suministrada o absorbida por el convertidor serie debe estar balanceada a través del enlace dc con el convertidor paralelo.

Operación Básica:

Se considera que el UPFC está en operación básica cuando no regula el flujo de potencia ni la magnitud del voltaje, de ésta forma, se plantea sólo una restricción referida al intercambio de potencia activa del UPFC:

$$P_{sh} + P_{sr} = 0 \quad (9.32)$$

Donde:

P_{sh} Es la potencia activa en el convertidor paralelo y P_{sr} es la potencia activa en el convertidor serie. Esta ecuación se introduce en la formulación del flujo de carga mediante una nueva variable de control δ_{sh} (ángulo del convertidor paralelo). Se adiciona una fila y una columna al jacobiano correspondiente a δ_{sh} junto con un elemento de error dado por la ecuación anterior. Las variables k_{sh} , k_{sr} y δ_{sr} se asumen constantes y tienen asignado un valor antes de comenzar la solución del flujo de carga.

Control del flujo de potencia serie:

En éste caso el UPFC se utiliza para suministrar un control del flujo de potencia activa y reactiva a través de una línea de transmisión, para ello, se deben introducir dos ecuaciones adicionales en el flujo de carga:

$$P_{ji} - P_{ji}^s = 0 \quad (9.33)$$

$$Q_{ji} - Q_{ji}^s = 0 \quad (9.34)$$

P_{ji} y Q_{ji} representan el flujo de potencia activa y reactiva en el nodo j para la línea, P_{ji}^s y Q_{ji}^s son los valores preestablecidos para las potencias requeridas. La introducción de éstas ecuaciones incorporan dos variables de estado en las ecuaciones del flujo de potencia k_{sr} y δ_{sr} con k_{sr} referida al control de potencia reactiva y δ_{sr} referida al control de potencia activa. En éste modo de operación k_{sh} se asume constante y tiene un valor preestablecido antes de iniciar el proceso iterativo.

Compensación paralelo:

En este caso se controla el voltaje de una barra mediante el control de la potencia reactiva a través de la rama paralelo del modelo. La barra a controlar se convierte en PV con un valor preestablecido de voltaje y cuya potencia reactiva es obtenida al final del proceso iterativo. El factor k_{sh} no se obtiene directamente, por lo tanto debe calcularse en cada iteración de la siguiente manera:

$$k_{sh} = \left(\frac{V_i^2}{X_{sh}} - Q_{is} \right) \left(\frac{X_{sh}}{V_i^2 \cos(\delta_{sh})} \right) \quad (9.35)$$

Donde Q_{is} es la potencia reactiva que fluye desde el nodo i en el convertidor shunt. En éste modo de operación, las variables k_{sr} y δ_{sr} son asumidos constantes y se fijan antes de iniciar el cálculo del flujo de carga.

Control del flujo de potencia serie y compensación shunt:

Este modo de operación es la más potente aplicación del UPFC. Resulta de una combinación de los tres modos de operación estudiados previamente. Todas las variables se determinan en el algoritmo de Newton Raphson, con la finalidad de controlar el flujo de potencia serie así como también la regulación del voltaje.

Límites de los convertidores del UPFC

Los convertidores serie y paralelo están sujetos a límites operacionales. La carga en MVA del UPFC depende del ángulo de disparo, de los factores de modulación de los convertidores, así como también del sistema de potencia al cual está conectado.

Yuryevich y Wong proponen supervisar los límites de MVA de los convertidores. Para ello se asume que el UPFC está operando de tal forma que puede regular el flujo de potencia serie y la magnitud del voltaje, el objetivo es lograr un algoritmo robusto capaz de controlar la carga en MVA del convertidor paralelo de tal forma que se pueda maximizar su efectividad en el control del voltaje.

Los transformadores de acople también están sujetos a los límites de MVA, sin embargo, en el diseño del UPFC, dichos transformadores son seleccionados para tener un valor nominal en MVA que excede el de su convertidor correspondiente. El enlace DC también está sujeto a un valor máximo. Por lo tanto se puede asumir que éstos límites no son violados.

Límite del convertidor shunt:

El rol principal del convertidor paralelo es suministrar o absorber potencia activa hacia o desde el enlace DC para cumplir con la potencia inyectada o absorbida por el convertidor serie con la línea. Típicamente la cantidad de potencia activa suministrada es menor que el valor nominal del equipo. Si se requiere el convertidor paralelo puede suministrar compensación de potencia reactiva. El voltaje requerido para ser insertado por éste convertidor con la finalidad de permitir la compensación en MVA máxima se determina mediante la impedancia del transformador de acople y típicamente está

en un rango de $\pm 15\%$ del voltaje del sistema. Por lo tanto, el voltaje del enlace dc deberá ser lo suficientemente grande para generar un voltaje AC 15% más alto que el voltaje del sistema en el convertidor paralelo. Durante el diseño del UPFC es deseable incluir un valor nominal más grande en el convertidor paralelo para asegurar la capacidad de control del voltaje.

Como el convertidor paralelo debe inicialmente suministrar o absorber potencia activa al anlace DC para el convertidor serie, el tratamiento del límite de MVA debe tener presente en primera instancia los requerimientos de potencia activa para luego tener en cuenta los requerimientos en MVAR para la compensación. Esto diferencia a un STATCOM en el cual solamente la compensación de potencia reactiva es considerada, asumiendo una operación sin pérdidas.

Usualmente el propósito de ésta compensación es la de mantener un voltaje preestablecido en una barra suministrando o absorbiendo potencia reactiva. Esto puede ser modelado e el algoritmo de Newton Raphson asumiendo que dicha barra es una barra PV. Si en la solución la carga en MVA del convertidor paralelo está por debajo de su máximo, entonces la solución es válida, si por el contrario, la carga en MVA del convertidor paralelo excede su valor nominal, éste no es capaz de mantener el voltaje preestablecido y el problema debe ser reformulado.

El convertidor esta sujeto también a un voltaje máximo que puede ser insertado en el sistema de potencia. Si éste voltaje es alcanzado durante el proceso de solución, entonces el mismo se fija en su límite y el voltaje regulado se deja libre.

Modelo del convertidor paralelo

El límite en MVA del convertidor introduce una restricción que debe ser modelada en el método de Newton Raphson, sin embargo, no es posible implementar un límite de potencia reactiva en la barra que ha sido asumida como PV. Esto es debido a que el límite en cuestión está referido al convertidor y por lo tanto debe ser aplicado al punto a de la figura.

Para lograr el cumplimiento de la restricción del límite en MVA, se aplica el siguiente método:

Después de un número preestablecido de iteraciones iniciales, la carga en MVA del convertidor es verificada en cada iteración. Si se encuentra entre los límites nominales, no se debe tomar ninguna acción. Si el límite se ha excedido, entonces se aplica un cambio en el modelo, el cual se ilustra en la Fig 9.6.

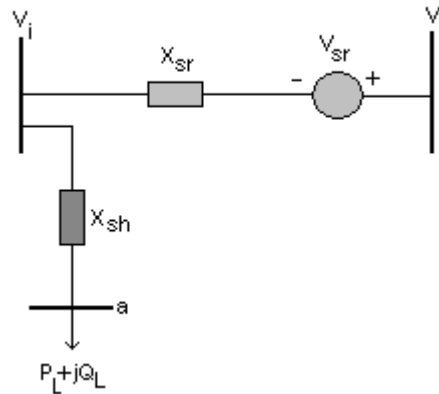


Fig. 9.6 Modelo en caso de violación de límite en MVA

Cuando se alcanza el límite en MVA, el voltaje en el nodo controlado debe dejarse libre y dicho nodo debe tratarse como una barra PQ, adicionalmente debe insertarse un nuevo nodo “a” que representa también una barra PQ. Para permitir una máxima compensación y por lo tanto lograr un voltaje tan cercano como se pueda al voltaje preespecificado, la carga de potencia reactiva del nodo insertado se debe especificar de tal forma que el equipo opere en su límite de MVA de acuerdo a las ecuaciones siguientes:

$$\begin{aligned} P_L &= P_{sr} \\ Q_L &= \pm \sqrt{S_{sh}^2 - P_{sr}^2} \end{aligned} \quad (9.36)$$

Donde S_{sh} es el valor nominal en MVA del convertidor paralelo y P_{sr} es la potencia activa intercambiada entre el convertidor serie y la línea, por lo tanto, es la potencia activa que el convertidor paralelo debe suministrarle al enlace dc. La potencia reactiva de carga Q_L es tomada como negativa si el convertidor paralelo estaba supliendo potencia reactiva antes del cambio del circuito equivalente y será positiva si se encontraba absorbiendo potencia reactiva. Los valores de k_{sh} y δ_{sh} pueden obtenidos directamente del voltaje en el nodo “a” en cada iteración.

Como ocurre en las barras de generación, cuando un límite de potencia reactiva ha sido alcanzado, es posible que después de un número de iteraciones la carga en MVA del convertidor regrese a un valor aceptable y por lo tanto el control del voltaje puede ser restablecido.

Si el convertidor paralelo estaba supliendo potencia reactiva antes del cambio del circuito equivalente, el voltaje en el nodo controlado permanecerá más bajo que el voltaje preestablecido si el rango del UPFC es insuficiente. Si en alguna iteración el voltaje calculado en el nodo controlado es mayor que el voltaje preestablecido, el UPFC retoma nuevamente el control del voltaje. De la misma forma se procede cuando el equipo absorbe reactivos.

Límite del convertidor serie:

Para el convertidor serie no es tan clara la revisión del límite de potencia ya que no existe una relación simple entre la carga en MVA del convertidor serie y sus funciones objetivo de control del flujo de potencia activa y reactiva en la rama. Cuando un límite en MVA es alcanzado en el convertidor serie, se debe realizar un ajuste al flujo de potencia especificado de tal forma que la potencia en MVA quede dentro de los límites especificados. Dependiendo de las condiciones del sistema y valores nominales del equipo, existen diferentes estrategias para ajustar el flujo de potencia especificado de la línea.

Modelo de Nabavi-Iravani

En la Fig. 9.7 se muestra un diagrama esquemático monofásico del circuito de potencia de un UPFC el cual está compuesto de un transformador de excitación (ET), un transformador elevador (BT), dos convertidores de voltaje trifásicos basados en GTO (VSCs) y un capacitor de enlace dc. En la figura 1 m y δ se refiere al índice de modulación de amplitud y ángulo de fase de la señal de control de cada VSC. En la Fig. 9.8 se muestra un diagrama detallado del circuito trifásico de los transformadores ET, BT y de los convertidores. Los dos transformadores son identificados por sus resistencias y reactancias. La Fig. 9.8 muestra que cada convertidor esta compuesto por una válvula GTO y una válvula de diodo en conexión antiparalelo para permitir el flujo de corriente bidireccional.

En el caso de aplicaciones de alto voltaje, donde el uso de los convertidores GTO es económico y la frecuencia está limitada a unos cuantos cientos de hertz

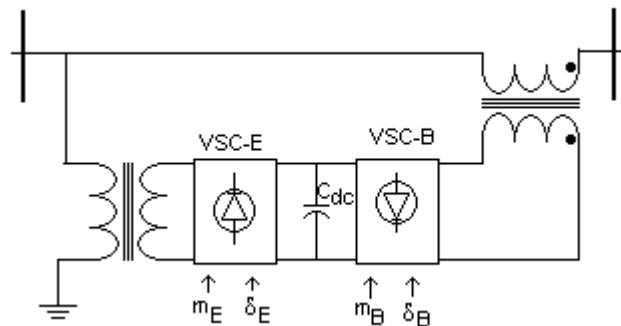


Fig. 9.7 Diagrama esquemático de un UPFC.

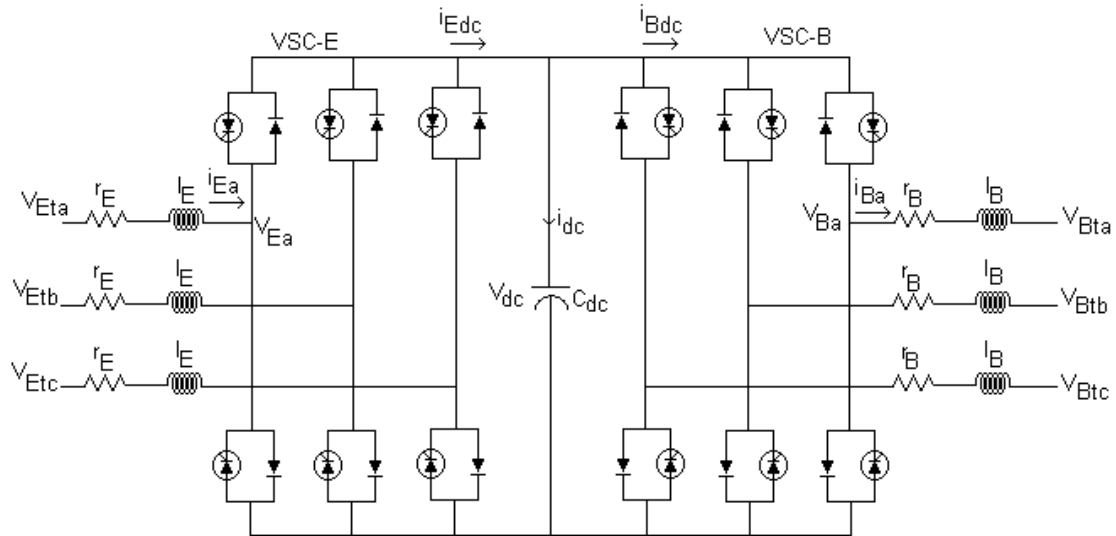


Fig.9.8 Diagrama trifásico detallado del circuito UPFC.

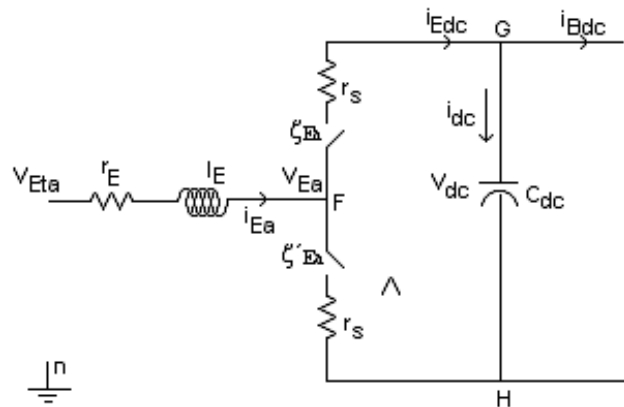


Fig. 9.9 Circuito equivalente de la fase “a” del ET y VSC-E.

Para describir el proceso de modelaje, se deben considerar el enlace dc, la fase “a” del transformador de excitación y las ramas del VSC-E como se muestra en la figura 3. r_E y L_E representan la resistencia e inductancia por fase del transformador de excitación (ET). En la Fig. 9.9 los interruptores bidireccionales son identificados como ζ_{Ea} y ζ'_{Ea} los cuales pueden estar abiertos o cerrados. r_s es la resistencia de estado cerrado del interruptor. r_s también incluye las pérdidas en la válvula de conducción en el análisis. S_{Ea} (S'_{Ea}) está definida como la función de cambio de estado del interruptor ζ_{Ea} (ζ'_{Ea}). S_{Ea} (S'_{Ea}) es uno o cero correspondientes al estado abierto o cerrado del interruptor respectivamente. Basado en el principio de operación de un VSC, sin importar el esquema PWM adoptado, S_{Ea} y S'_{Ea} son siempre complementarios:

$$S_{Ea} + S'_{Ea} = 1 \quad (9.37)$$

De ésta forma, el comportamiento del circuito de la figura 3 se puede expresar de la siguiente manera:

$$l_E \left(\frac{di_{Ea}}{dt} \right) + r_E i_{Ea} = v_{Eta} - v_{Ea} \quad (9.38)$$

$$v_{Ea} = v_{FH} + v_{Hn} \quad (9.39)$$

Cuando ζ_{Ea} está cerrado $S_{Ea} = 1$ y $S'_{Ea} = 0$

$$v_{FH} = (i_{Ea} r_s + v_{dc}) S_{Ea} \quad (9.40a)$$

Cuando ζ_{Ea} está abierto $S_{Ea} = 0$ y $S'_{Ea} = 1$

$$v_{FH} = (i_{Ea} r_s) S'_{Ea} \quad (9.40b)$$

De las ecuaciones (9.39), (9.40a) y (9.40b) se puede deducir:

$$v_{FH} = (i_{Ea} r_s + v_{dc}) S_{Ea} + (i_{Ea} r_s) S'_{Ea} \quad (9.41)$$

Combinando las ecuaciones anteriores:

$$l_E \left(\frac{di_{Ea}}{dt} \right) = -R_E i_{Ea} - (v_{dc} S_{Ea} + v_{Hn}) + v_{Ea} \quad (9.42)$$

Donde $R_E = r_E + r_s$. Se pueden escribir ecuaciones similares a (9.42) para las fases “b” y “c”. De acuerdo a la Figura 2, $i_{Ea} + i_{Eb} + i_{Ec} = 0$ y $v_{Ea} + v_{Eb} + v_{Ec} = 0$. De ésta forma el voltaje v_{Hn} se puede obtener añadiendo las ecuaciones de las tres fases de acuerdo a la ecuación (9.43)

$$v_{Hn} = (-v_{dc}/3) \sum_{i=a,b,c} S_{Ei} \quad (9.43)$$

Sustituyendo v_{Hn} de acuerdo a la ecuación (9.43) en (9.42), se obtiene la expresión final para la fase “a”:

$$l_E \left(\frac{di_{Ea}}{dt} \right) = -R_E i_{Ea} - v_{dc} S_{Ea} + (v_{dc}/3) \sum_{i=a,b,c} S_{Ei} + v_{Eta} \quad (9.44)$$

Para las fases “b” y “c” se pueden desarrollar ecuaciones similares a la ecuación (9.44) en términos de las funciones generalizadas de cambio de estado (S_{Ea} , S_{Eb} y S_{Ec}).

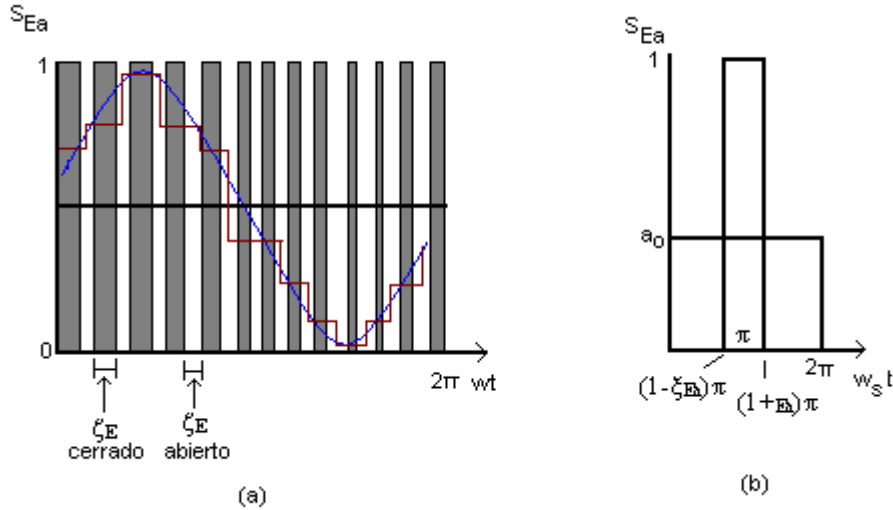


Fig. 9.10(a) Esquema PWM generalizado para la fase “a”, (b) función de cambio de estado S_{Ea} y su valor promedio a_0 en un período de cambio de estado.

Los esquemas de cambio de estado PWM de S_{Eb} y S_{Ec} son idénticos a aquellos de la Fig 9.10(a) con cambios apropiados de fase. En la Fig. 9.10 la frecuencia fundamental del VSC es “w”, la frecuencia de la función de cambio de estado es “ws”, y $\overline{d_{Ea}}$ es el promedio de S_{Ea} con un período correspondiente a la frecuencia de cambio de estado. Ya que S_{Ea} es una función discreta y periódica respecto al tiempo. Su serie de Fourier puede ser expresada como:

$$S_{Ea} = a_0 + \sum_n b_n \cos(nwt) \quad (9.45)$$

Donde:

$$a_0 = \overline{d_{Ea}} \text{ y } b_n = (-1)^n \left(\frac{2}{n\pi} \right) \sin(n\pi \overline{d_{Ea}}) \quad (9.46)$$

La figura 9.10(a) muestra también las variaciones de $\overline{d_{Ea}}$ en un período correspondiente a la frecuencia fundamental del sistema. La componente fundamental de $\overline{d_{Ea}}$ en la Fig. 9.10(a), la cual es designada como la señal de control, se expresa como:

$$d_{Ea} = \left(\frac{m_E}{2} \right) \cos(\omega t - \delta_E) \div \frac{1}{2} \quad (9.47)$$

d_{Eb} y d_{Ec} para las fases “b” y “c” so idénticos a (9.47), exceptuando por los cambios de fase de $2\pi/3$ y $4\pi/3$ respectivamente. Por lo tanto, v_{Hn} se calcula mediante la ecuación (9.43) sustituyendo para S_{Ei} ’s en términos de d_{Ea}, d_{Eb} y d_{Ec} (sólo se considera la componente fundamental). Luego el valor calculado de v_{Hn} y v_{FH} son sustituidos en (9.39) para derivar la expresión final para v_{Ea} .

$$v_{Ea} = (m_E v_{dc} / 2) \cos(\omega t - \delta_E) = A_E \cos \theta_E \quad (9.48)$$

las expresiones finales para v_{Eb} y v_{Ec} son idénticas a (9.48), exceptuando por cambios de fase de $2\pi/3$ y $4\pi/3$. Sin embargo, con respecto a sus terminales ac, a la frecuencia fundamental, VSC-E es equivalente a una fuente de voltaje trifásica balanceada y controlada expresada por v_{Ea} , v_{Eb} y v_{Ec} . La amplitud, ángulo de fase y frecuencia de la fuente trifásica de voltaje son controlados mediante m_E , δ_E y ω de la señal de control (Fig. 9.10(a)). El modelo matemático que gobierna el comportamiento de la fase “a” se obtiene sustituyendo v_{Ea} de (9.48) en (9.38).

$$l_E \left(\frac{di_{Ea}}{dt} \right) = -R_E i_{Ea} - A_E \cos \theta_E + v_{Ea} \quad (9.49)$$

Expresiones similares a (9.49) pueden deducirse para las fases “b” y “c”.

Los procedimientos matemáticos descritos por las ecuaciones (9.37) a (9.48) y el modelo matemático de (9.49) son aplicables para los VSC-B y el transformador elevador de la Fig. 9.9. Por lo tanto, el modelo matemático completo del VSC-E, VSC-B, ET y BT de la Fig. 9.8 se expresa por la siguiente ecuación matricial:

$$L \left(\frac{di}{dt} \right) = -Ri + Q + v \quad (9.50)$$

Donde:

$$\begin{aligned} L &= \text{diagonal}[l_E \ l_E \ l_E \ l_B \ l_B \ l_B] \\ i &= [i_{Ea} \ i_{Eb} \ i_{Ec} \ i_{Ba} \ i_{Bb} \ i_{Bc}] \\ R &= \text{diagonal}[R_E \ R_E \ R_E \ R_B \ R_B \ R_B] \\ v &= [v_{Ea} \ v_{Eb} \ v_{Ec} \ -v_{Ba} \ -v_{Bb} \ -v_{Bc}] \\ Q &= \text{diagonal}[-A_E \cos \theta_E \quad -A_E \cos(\theta_E - 2\pi/3) \quad -A_E \cos(\theta_E - 4\pi/3) \quad +A_B \cos(\theta_B) \quad A_B \cos(\theta_B - 2\pi/3) \quad A_B \cos(\theta_B - 4\pi/3)]^T \\ A_E &= m_E v_{dc} / 2 \\ A_B &= m_B v_{dc} / 2 \end{aligned}$$

La dinámica del capacitor de enlace dc en la Fig. 9.8 es:

$$dv_{dc} / dt = (1 / C_{dc}) i_{dc} \quad (9.51)$$

Donde i_{dc} en términos de las funciones de cambio de estado es:

$$i_{dc} = i_{Edc} - i_{Bdc} = \sum_{j=a,b,c} (i_{Ej} d_{Ej} - i_{Bj} d_{Bj}) \quad (9.52)$$

La ecuación (9.52) demuestra que el efecto de cada convertidor en el enlace dc puede ser expresado por una fuente de corriente. Sin embargo, el circuito equivalente

generalizado del UPFC basado en (9.50) y (9.51) se puede ilustrar en la Fig. 9.11. Una representación en ecuaciones de estado del UPFC es:

$$x = A_g x + B_g u \quad (9.53)$$

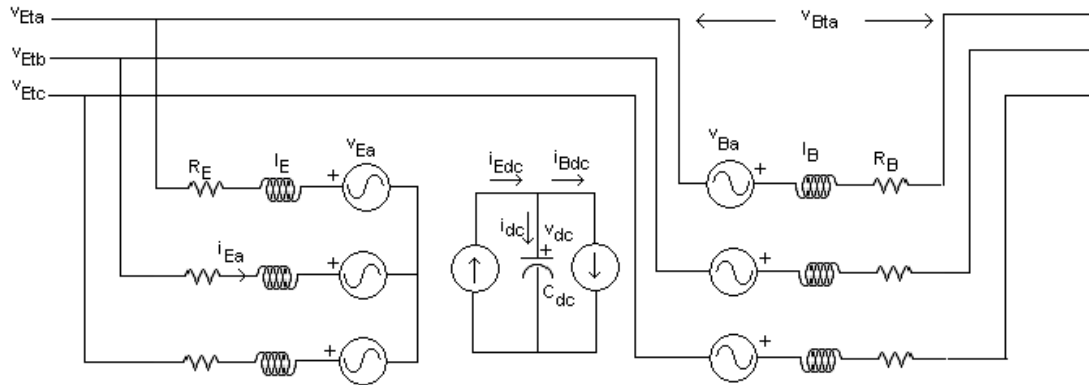


Fig. 9.11 Modelo equivalente generalizado del UPFC.

Donde:

$$x = [i_{Ea} \ i_{Eb} \ i_{Ec} \ i_{Ba} \ i_{Bb} \ i_{Bc} \ v_{dc}]^T \quad (9.54)$$

$$u = [v_{Eta} \ v_{Etb} \ v_{Etc} \ -v_{Bta} \ -v_{Btb} \ -v_{Btc} \ 0]^T$$

El modelo matemático dado de acuerdo a la ecuación (9.53) es válido para un rango de frecuencia menor que la frecuencia de cambio de estado ω_s .

Modelo del UPFC en régimen permanente:

Si se desprecian las pérdidas, durante la operación en régimen permanente el UPFC no inyecta ni recibe potencia activa del sistema. La interpretación física de éste hecho es que el voltaje del capacitor de enlace dc permanece constante en un valor preespecificado V_{dc} . Esta restricción debe ser satisfecha por el UPFC en las ecuaciones de régimen permanente. Por lo tanto, el modelo del UPFC se deduce de la ecuación (9.53) como:

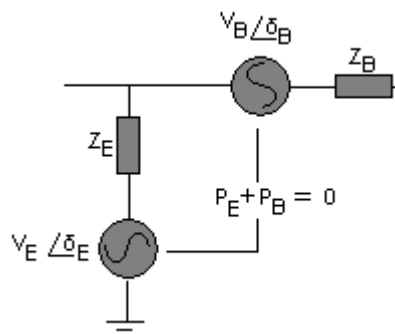


Fig. 9.12 Diagrama unificar del UPFC.

$$0 = \begin{vmatrix} -Z_E & & & & & & & \\ & -Z_E & & & & & & \\ & & -Z_E & & & & & \\ & & & -Z_E & & & & \\ & & & & -Z_E & & & \\ & & & & & -Z_E & & \\ & & & & & & -Z_E & \\ & & & & & & & -Z_E \end{vmatrix} + \begin{vmatrix} I_{Ea} \\ I_{Eb} \\ I_{Ec} \\ I_{Ba} \\ I_{Bb} \\ I_{Bc} \end{vmatrix} + \begin{vmatrix} V_{Eta} - V_{Ea} \\ V_{Etb} - V_{Eb} \\ V_{Etc} - V_{Ec} \\ V_{Bta} - V_{Bta} \\ V_{Btb} - V_{Btb} \\ V_{Btc} - V_{Btc} \end{vmatrix} \quad (9.55)$$

Donde:

$$Z_E = R_E + j\omega L_E$$

$$Z_B = R_B + j\omega L_B$$

$$\begin{aligned} V_{Ei} &= \left(M_E V_{dc} / 2\sqrt{2} \right) \angle \delta_E \\ V_{Bi} &= \left(M_B V_{dc} / 2\sqrt{2} \right) \angle \delta_B \end{aligned} \quad (i = a, b, c)$$

M_E , M_B y V_{dc} son los valores de régimen permanente de m_E , m_B y v_{dc} . I_{Ei} 's y I_{Bi} 's son fasores de las corrientes de línea.

Basados en (9.55) el diagrama unifilar del UPFC bajo régimen permanente viene dado por la Fig. 9.12. En dicha figura se cumple lo siguiente:

-No existe intercambio de potencia activa entre el UPFC y el sistema, lo que implica que el voltaje en el enlace dc permanece constante (las pérdidas son despreciadas),

-Las dos fuentes son mutuamente dependientes.

Dependiendo de la estrategia de control y función, se pueden deducir los diferentes modelos de acuerdo a la ecuación (9.55) y la Fig. 9.12.

Modelo del UPFC para el flujo de carga

De acuerdo a la Fig 9.8(a) Se utiliza el UPFC para mantener un flujo de potencia preestablecido desde la barra E hasta la barra B y para regular el voltaje en la barra B en un valor especificado. Utilizando la terminología de sistemas de potencia, la barra B es una barra P-V y la barra E es una barra P-Q. Despreciando las pérdidas del UPFC, $P_{Bt} = P_{Et} =$ valor preestablecido. δ_B y M_B determinan P_{Bt} así como también P_{Et} y V_{Bt} respectivamente. m_E y δ_E determinan Q_E y V_{dc} respectivamente. Para calcular las variables de control del UPFC para la condición de potencia y voltaje dados se debe realizar un flujo de carga utilizando el modelo dado en la figura 7b. Los resultados obtenidos del flujo de potencia se utilizan para resolver las ecuaciones de estado permanente del UPFC para determinar δ_B , M_B , δ_E , M_E .

$$F-S = 0 \quad (9.56)$$

Donde:

$$F = [f_1(P_{Et}) \ f_2(Q_{Et}) \ f_3(P_{Bt}) \ f_4(Q_{Bt})]^T$$

$$S = [P_{Et} \ Q_{Et} \ P_{Bt} \ Q_{Bt}]^T$$

f_1 a f_4 son funciones no lineales que son deducidas a partir del modelo en régimen permanente del UPFC y la Fig. 9.12. La ecuación (9.56) es no lineal y su solución se obtiene de mediante un método numérico de la siguiente manera:

$$u^{k+1} = u^k + J^{-1} \Delta S \quad (9.57)$$

Donde $u = [\delta_B, M_B, \delta_E, M_E]^T$

$\Delta S = F - S$
 J Es la matriz jacobiana

Modelo del UPFC de acuerdo al programa NEPLAN

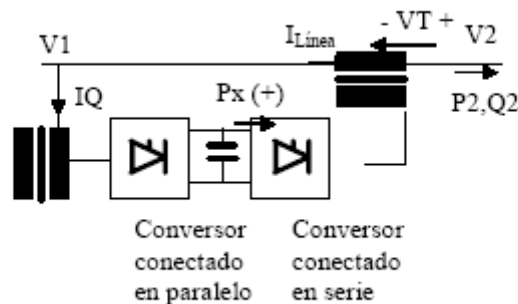


Fig. 9.13 Modelo del UPFC de acuerdo a Neplan®

La estructura utilizada por el programa NEPLAN para el modelado del UPFC es la que se muestra en la figura. Como se puede observar no existe diferencia alguna entre éste modelo y los descritos anteriormente. El UPFC está formado por dos convertidores con fuente de voltaje (VSC), ambos convertidores se conectan a la línea a través de dos transformadores, uno en conexión serie y el otro en paralelo. Los convertidores se comunican a través de un capacitor de almacenamiento de DC. El convertidor serie produce un voltaje llamado VT cuyo ángulo se puede seleccionar independientemente de la corriente de línea.

La función del convertidor serie es la de intercambiar potencia reactiva y real con el sistema de potencia al cual está conectado el UPFC, la potencia reactiva es generada directamente por dicho convertidor, mientras que la potencia activa debe ser suministrada por el convertidor paralelo a través del enlace DC. Adicionalmente, el convertidor paralelo se encarga de suministrar o de absorber la potencia reactiva necesaria para mantener un valor de voltaje preestablecido en el terminal V1.

La potencia aparente en el convertidor serie puede ser obtenida de la siguiente forma:

$$S_{xser} = P_{xser} + j \cdot Q_{xser} = V_T \cdot (I_{Línea})^* \quad (9.58)$$

Y para el convertidor paralelo:

$$S_{xshu} = P_{xshu} + j \cdot Q_{xshu} = V_1 \cdot (I_Q)^* \quad (9.59)$$

En éste modelo no se toman en cuenta las pérdidas del dispositivo, por lo tanto:

$$P_{xshu} = P_{xser} = P_x \quad (9.60)$$

En términos de las impedancias de los transformadores, las potencias aparentes de las fuentes pueden escribirse de la siguiente manera:

Para el convertidor serie:

$$\begin{aligned} S_{xser} &= P_{xser} + j \cdot Q_{xser} = \sqrt{3} V_T \cdot (I_{Línea})^* \\ R_m/X_m &= 0.1 \end{aligned} \quad (9.61)$$

Para el convertidor paralelo:

$$S_{xshu} = P_{xshu} + j \cdot Q_{xshu} = \sqrt{3} V_1 \cdot (I_Q)^* - 3 |I_Q|^2 (R_{shu} + jX_{shu}) \quad (9.62)$$

El modelo del UPFC requiere de los siguientes datos para las correspondientes simulaciones:

Tabla 9.3. Parámetros del UPFC de acuerdo a Neplan.

UPFC-Parámetros

Nombre		Nombre del elemento.
Vser mín	LMDR	Magnitud mínima del voltaje serie en % del voltaje nominal del barraje.
Vser máx	LMDR	Magnitud máxima del voltaje serie en % del voltaje nominal del barraje.
Iq mín	LMDR	Corriente shunt mínima en A.
Iq máx	LMDR	Corriente shunt máxima en A.
P máx	LMDR	Máxima potencia a través del lazo de DC (P _x) en MW.

Tabla 9.4 Conexión de Impedancias de Dispersión de Transformadores

Conexión de Impedancias de Dispersión de Transformadores

Transformador Serie R	LMD R	Resistencia de dispersión del transformador serie en Ohm.
Transformador Serie X	LMD R	Reactancia de dispersión del transformador serie en Ohm.
Transformador Shunt R	LMD R	Resistencia de dispersión del transformador shunt en Ohm.
Transformador Shunt X	LMD R	Reactancia de dispersión del transformador shunt en Ohm.

Tabla 9.5 Regulación del Flujo de Línea en el Puerto 2

Regulación del Flujo de Línea en el Puerto 2

P	LMDR	Valor de control para el flujo de potencia activa de línea, P2.
Q	LMDR	Valor de control para el flujo de potencia reactiva de línea, Q2.

Tabla 9.6 Regulación del voltaje

Regulación de Voltaje

Extremo de envío V obj	LMDR	Valor de control para la magnitud del voltaje del extremo de envío.
Extremo de recibo V mín	LMDR	Magnitud mínima del voltaje en el extremo de recibo.
Extremo de recibo V máx	LMDR	Magnitud máxima del voltaje en el extremo de recibo.

10. Descripción del programa desarrollado en Maple 9.5 para incluir el UPFC en el flujo de carga.

El programa que incluye el modelo del UPFC en el flujo de carga ha sido realizado en MAPLE versión 9.5 y la estructura utilizada es la siguiente:

Entrada de datos.

Para la entrada de datos se ha utilizado el formato de una hoja de cálculo a través del comando **spreadsheet**, organizado a través de una estructura desplegable en el siguiente orden (Fig 10.1):

Datos de las barras: (Barra de referencia)

	A	B	C	D	E	F
1	<i>Nombre</i>	<i>Volt</i>	<i>angulo</i>	<i>Pd</i>	<i>Qd</i>	
2	<i>North</i>	1.0600	0	0	0	
3						
4						
5						
6						

Fig. 10.1 Barra de referencia.

Nombre: Nombre de la barra de referencia.

Volt: Voltaje en p.u. correspondiente a la barra de referencia.

Angulo: Angulo de referencia en radianes.

Pd: Potencia activa de carga en la barra de referencia en p.u.

Qd: Potencia reactiva de carga en la barra de referencia en p.u.

Barras PV:

	A	B	C	D	E	F
1	<i>Barra</i>	<i>Nombre</i>	<i>Vesp</i>	<i>Pg</i>	<i>Pd</i>	<i>Qd</i>
2						
3						
4						
5						
6						

Fig. 10.2 Entrada de datos: Barras PV

Barra: Número correspondiente a la barra. Se debe comenzar por el número dos, ya que el número uno se encuentra asignado por defecto a la barra de referencia.

Nombre: Nombre de la barra PV.

Vesp: Voltaje preestablecido en la barra en p.u.

Pg: Potencia activa generada en p.u.

Qg: Potencia reactiva generada en p.u.

Adicionalmente se tienen los datos que no aparecen en pantalla:

Qmin: Potencia reactiva generada máxima permisible en la barra (p.u.).

Qmax: Potencia reactiva generada mínima permisible en la barra (p.u.).

Barras PQ:

	A	B	C	D	E	F
1	<i>Barra</i>	<i>Nombre</i>	<i>Pg</i>	<i>Qg</i>	<i>Pd</i>	<i>Qd</i>
2	2	South	0.40000	-0.75480	0.20000	0.10000
3	3	Lake	0	0	0.45000	0.15000
4	4	Main	0	0	0.40000	0.05000
5	5	Elm	0	0	0.60000	0.10000
6						

Figura 10.3. Entrada de datos: Barras PQ

Barra: Número correspondiente a la barra. Se debe comenzar por el número siguiente al número de la última barra PV.

Nombre: Nombre de la barra PQ.

Pg: Potencia activa generada en p.u.

Qg: Potencia reactiva generada en p.u.

Pd: Potencia activa de carga en p.u.

Qd: Potencia reactiva de carga en p.u.

Adicionalmente se tienen los datos que no aparecen en pantalla:

Vmax: Voltaje máximo permisible en la barra (p.u.).

Vmin: Voltaje mínimo permisible en la barra (p.u.).

UPFC

	A	B	C	D	E	F
1	BarraE	BarraS	XcR	XvR	VvRmax	VvRmin
2	3	4	0.10000 J	0.10000 J		
3						
4						
5						
6						

Fig. 10.4 Entrada de datos: UPFC

Barra E: Número de la barra a la cual se le va a controlar el voltaje.

Barra S: Número de la barra terminal de la línea de transmisión en donde se va a controlar el flujo de potencia.

XcR: Reactancia en p.u de la rama serie del modelo del UPFC.

XvR: Reactancia en p.u. de la rama paralelo del modelo del UPFC.

VvRmax: Máximo valor de voltaje de la fuente de la rama paralelo del modelo del UPFC.

VvRmin: Mínimo valor del voltaje de la fuente de la rama paralelo del modelo del UPFC .

VcRmax: Máximo valor de voltaje de la fuente de la rama serie del modelo del UPFC.

VcRmin: Mínimo valor del voltaje de la fuente de la rama serie del modelo del UPFC.

Blin: Susceptancia de la rama paralelo del modelo en pi de la línea de transmisión en donde se encuentra ubicado el UPFC.

V: Voltaje especificado en la barra controlada.

Pcon: Valor preestablecido del flujo de potencia activa en la línea de transmisión desde la barra E hasta la barra S.

Qcon: Valor preestablecido del flujo de potencia reactiva en la línea de transmisión desde la barra E hasta la barra

Impedancias de las líneas de transmisión

	A	B	C	D	E	F
1	0.055000 j	5.0000 -	1.2500 -	0	0	
2	5.0000 -	0.085000 j	1.6667 -	1.6667 -	2.5000 -	
3	1.2500 -	1.6667 -	0.055000 j	10.000 -	0	
4	0	1.6667 -	10.000 -	0.055000 j	1.2500 -	
5	0	2.5000 -	0	1.2500 -	0.040000 j	
6						

Fig. 10.5 Entrada de datos: Admitancias

Se deben introducir los datos del modelo en Π de las líneas de transmisión del sistema de potencia (Todos los valores en admitancias p.u.). Las filas y columnas se distribuyen siguiendo el patrón impuesto por el número que le fue asignado a cada barra.

Estructura del Programa

Una vez que se han entrado los datos del sistema de potencia, se ejecuta el programa, el cual es un algoritmo de flujo de carga de Newton Raphson en donde se ha incorporado el modelo de Fuerte-Esquivel-Ancha. Por lo tanto en cada iteración el programa determina los parámetros del modelo del UPFC.

Presentación de los resultados

El programa realiza la presentación de los resultados en una tabla gracias al comando spreadsheet.

	A	B	C	D	E	F
1	barra	Volt(pu)	ang(°)	upfc	vvr(pu)	vcr(pu)
2	North	1.0600	0.0000	1	1.0170	0.10130
3	South	1.0000	-1.7690			
4	Lake	1.0000	-6.0160			
5	Man	0.99170	-3.1890			
6	Elm	0.97450	-4.9750			

Fig. 10.6 Presentacion de Resultados en Maple®

barra: Nombre de la barras del sistema.

Volt(pu): magnitud de las tensiones resultantes del flujo de carga considerando los UPFC.

ang(°): Magnitud del ángulo de las tensiones en grados.

upfc: Número del UPFC.

vvr(pu): Voltaje de la fuente paralelo del modelo del UPFC.

vcr(pu): Voltaje de la fuente serie del modelo del UPFC.

Qvr(Mvar): Potencia entregada por la fuente paralelo.

Qcr(Mvar): Potencia entregada por la fuente serie.

Resultados obtenidos usando el programa propuesto

Modelo de Fuerte-Esquivel

Convergencia en 8 iteraciones.

Tolerancia: 1e-8.

Tabla 10.1 Resultados en las barras del sistema modelo de Fuerte-Esquivel

Barras del Sistema						
	North	South	Lake	Lakefa	Main	Elm
V(pu)	1.060	1.000	1.000	0.997	0.992	0.975
$\theta(^{\circ})$	0.00	-1.77	-6.02	-2.51	-3.19	-4.97

Modelo de Nabavi-Iravani

Convergencia en 6 iteraciones.

Tolerancia: 1e-8.

Tabla 10.2 Resultados en las barras del sistema Modelo de Nabavi-Iravani

Barras del Sistema						
	North	South	Lake	Lakefa	Main	Elm
V(pu)	1.060	1.000	1.000	0.997	0.992	0.975
$\theta(^{\circ})$	0.00	-1.77	-6.02	-2.51	-3.19	-4.97

Resultados obtenidos de acuerdo a la simulación del artículo

Convergencia en 4 iteraciones

Tolerancia: 1e-12

Tabla 10.3 Resultados en las barras del sistema modelo de acuerdo al artículo

Barras del Sistema						
	North	South	Lake	Lakefa	Main	Elm
V(pu)	1.060	1.000	1.000	0.997	0.992	0.9722
$\theta(^{\circ})$	0.00	-1.77	-6.02	-2.51	-3.19	-5.77

Tabla 10.4 Efecto de las condiciones iniciales en la convergencia para el modelo de Fuerte-Esquivel

Condiciones iniciales		
V_{cR} (pu)	$\theta_{cR} (^{\circ})$	Iteraciones
0.01	180	divergente
0.04	-87.13	8
0.25	180.0	12
0.25	0.0	divergente

Condiciones iniciales		
V_{vR} (pu)	$\theta_{vR} (^{\circ})$	Iteraciones
0.8	0	13
0.8	180	divergente
0.4	180.0	divergente
0.4	0.0	10

Efecto en los parámetros del UPFC de diferentes tensiones especificadas en la barra Lake para un flujo de potencia controlado de 0.4+j0.2 pu entre los nodos Lake y Main.

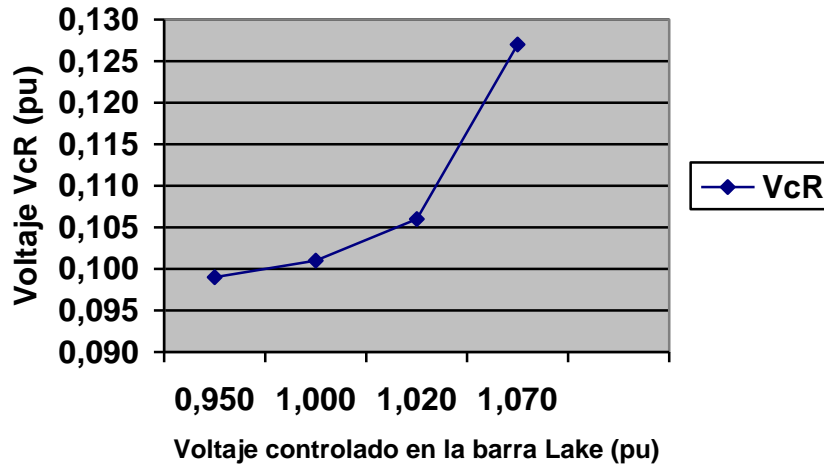
- Caso (i) UPFC controlando la magnitud del voltaje en la barra Lake a 0.95 p.u.
- Caso (ii) UPFC controlando la magnitud del voltaje en la barra Lake a 1.0 p.u.
- Caso (iii) UPFC controlando la magnitud del voltaje en la barra Lake en 1.02 pu.
- Caso (iv) UPFC controlando la magnitud del voltaje en la barra Lake a 1.07 p.u.

Tabla 10.5 Efecto de los parámetros del UPFC para diferentes tensiones de control

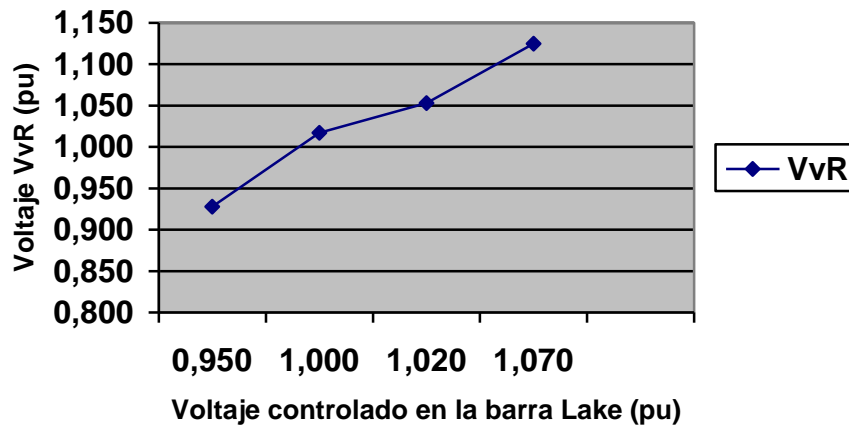
Caso	Fuente Serie			Fuente Paralelo		
	V_{cR} (pu)	$\theta_{cR} (^{\circ})$	Q_{cR} (MVAR)	V_{vR} (pu)	$\theta_{vR} (^{\circ})$	Q_{vR} (MVAR)
i	0.099	-113.98	3.806	0.928	-5.501	-20.346
ii	0.101	-92.730	4.065	1.017	-6.005	17.640
iii	0.106	-85.014	4.179	1.053	-6.225	34.917
iv	0.127	-69.480	4.486	1.125	-5.724	62.462

Mientras mayor es la tensión requerida en la barra controlada, mayor será la potencia reactiva entregada por la rama shunt del control, se observa que en general todos los parámetros del UPFC se ven modificados cuando se cambia la tensión de referencia.

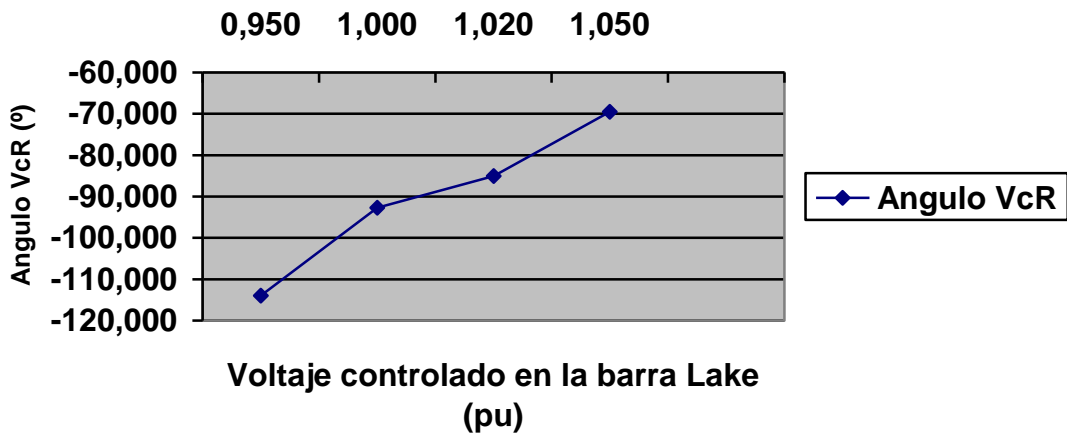
Variación del voltaje VcR en función del voltaje controlado en la barra Lake



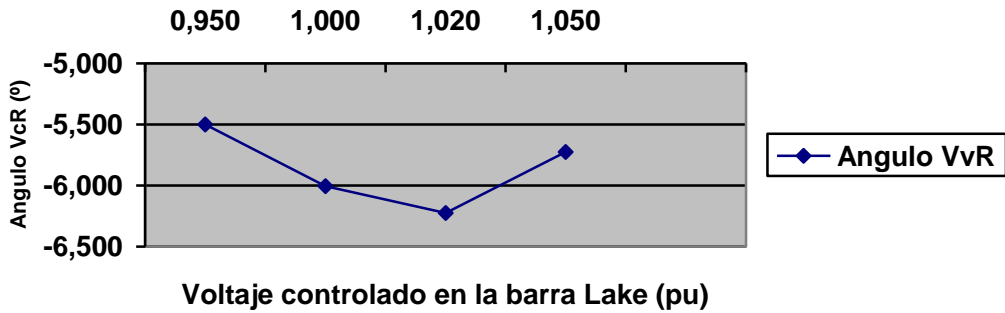
Variación del voltaje VvR en función del voltaje controlado en la barra Lake



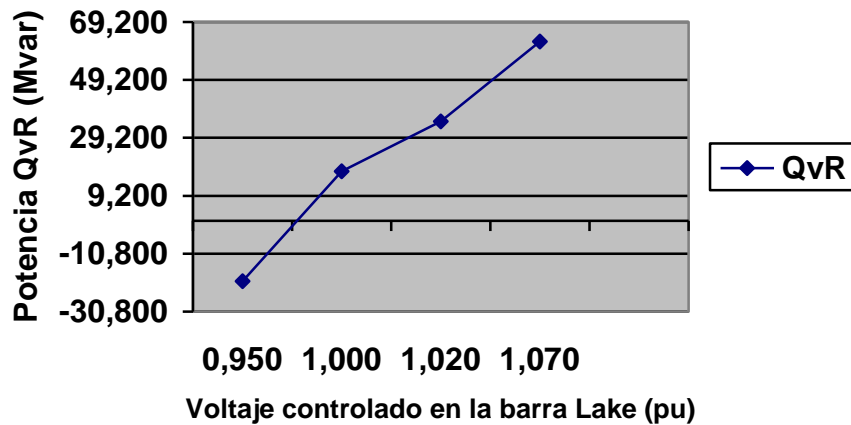
Variación del ángulo del voltaje VcR en función del voltaje controlado en la barra Lake



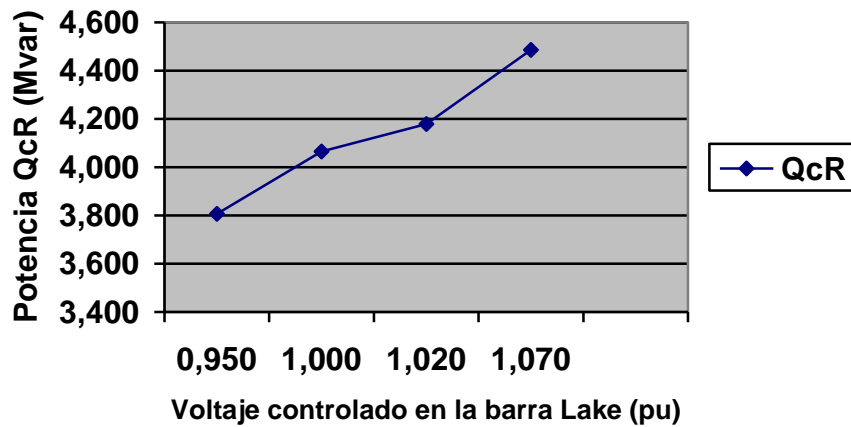
Variación del ángulo del voltaje VvR en función del voltaje controlado en la barra Lake



Variación de la potencia QvR en función del voltaje controlado en la barra Lake



Variación de la potencia QcR en función del voltaje controlado en la barra Lake



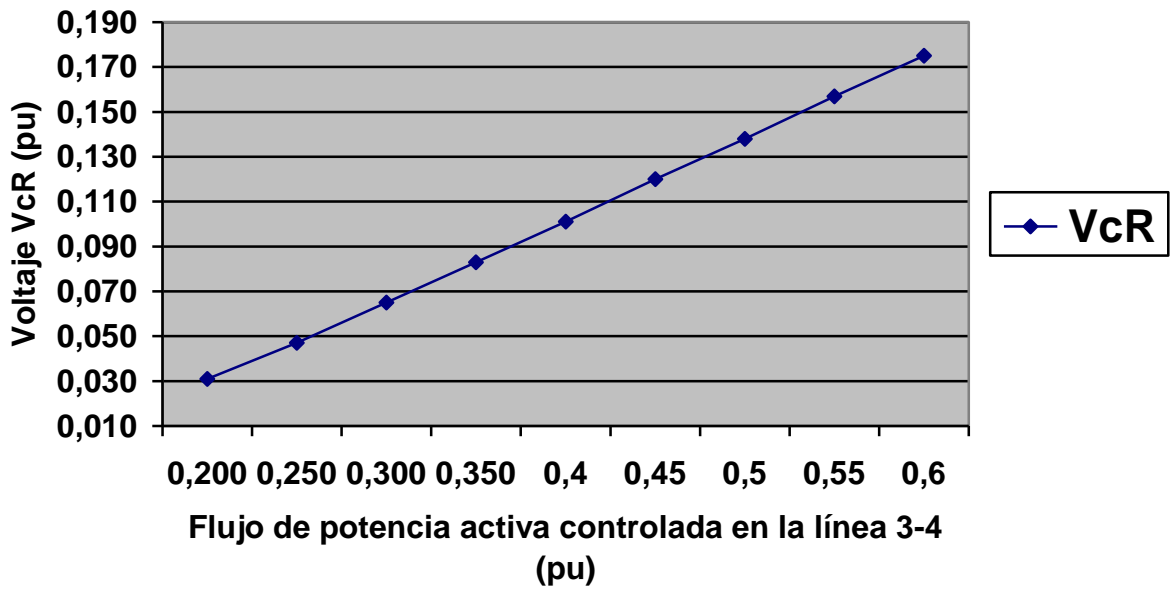
Efecto en los parámetros del UPFC de diferentes flujos de potencia activa para la línea de transmisión entre la barra Lake y Main, manteniendo una potencia reactiva constante de J0.02 pu y un voltaje constante en la barra Lake de 1.0 pu.

- Caso i: Flujo de potencia activa en 0.20 p.u
- Caso ii: Flujo de potencia activa en 0.25 p.u.
- Caso iii: Flujo de potencia activa en 0.30 p.u.
- Caso iv: Flujo de potencia activa en 0.35 p.u.
- Caso v: Flujo de potencia activa en 0.40 p.u.
- Caso vi: Flujo de potencia activa en 0.45 p.u.
- Caso vii: Flujo de potencia activa en 0.50 p.u.
- Caso viii: Flujo de potencia activa en 0.55 p.u.
- Caso ix: Flujo de potencia activa en 0.60 p.u.

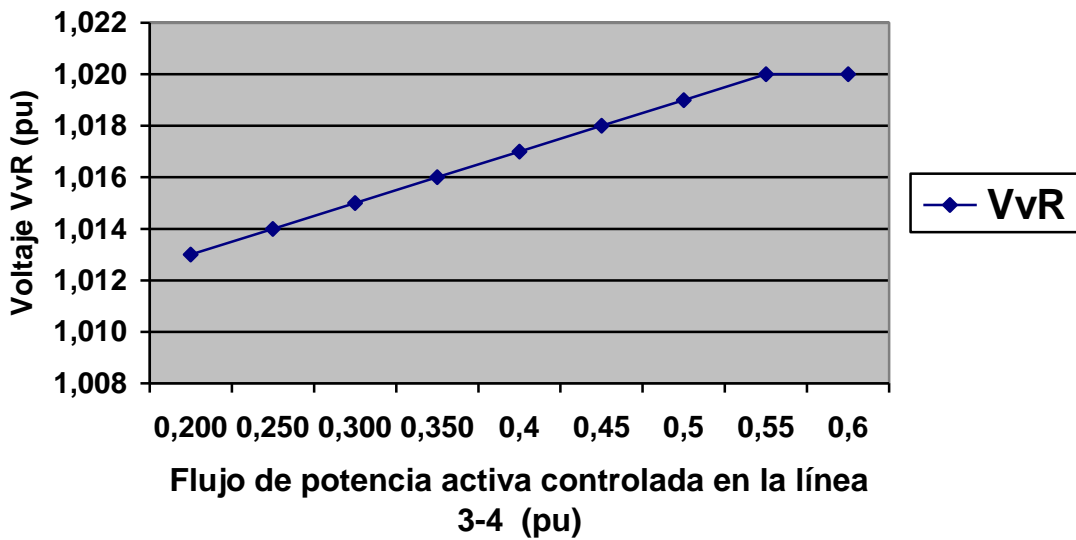
Tabla 10.6 Efecto de los parámetros del UPFC para diferentes potencias activas controladas

Fuente Serie						
Caso	VcR (pu)	θ_{cR} (°)	QcR (MVAR)	VvR (pu)	θ_{vR} (°)	QvR (MVAR)
i	0.031	-64.476	0.513	1.013	-4.850	13.560
ii	0.047	-79.740	1.131	1.014	-5.133	14.683
iii	0.065	-86.713	1.930	1.015	-5.420	15.737
iv	0.083	-90.360	2.909	1.016	-5.711	16.722
v	0.101	-92.729	4.065	1.017	-6.005	17.640
vi	0.120	-94.176	5.395	1.018	-6.304	18.491
vii	0.138	-95.112	6.897	1.019	-6.606	19.278
viii	0.157	-95.724	8.569	1.020	-6.912	20.000
ix	0.175	-96.156	10.410	1.020	-7.222	20.660

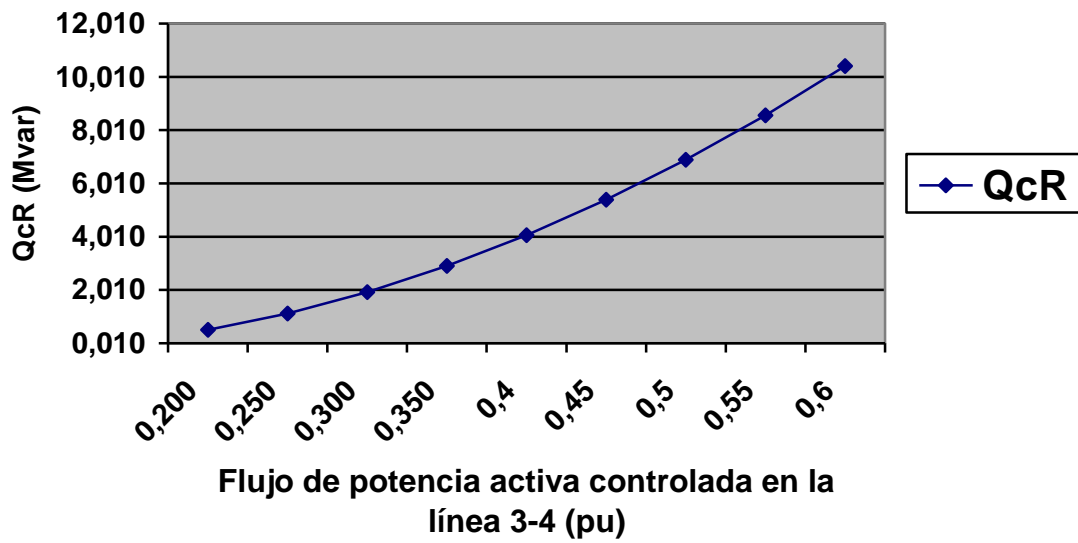
Variación del voltaje VcR en función del flujo de potencia activa controlada en la línea 3-4



Variación del voltaje VvR en función del flujo de potencia activa controlada en la línea 3-4



Variación de la potencia reactiva Q_{cR} en función del flujo de potencia activa controlada en la línea 3-4



Variación de la potencia reactiva Q_{vR} en función del flujo de potencia activa controlada en la línea 3-4

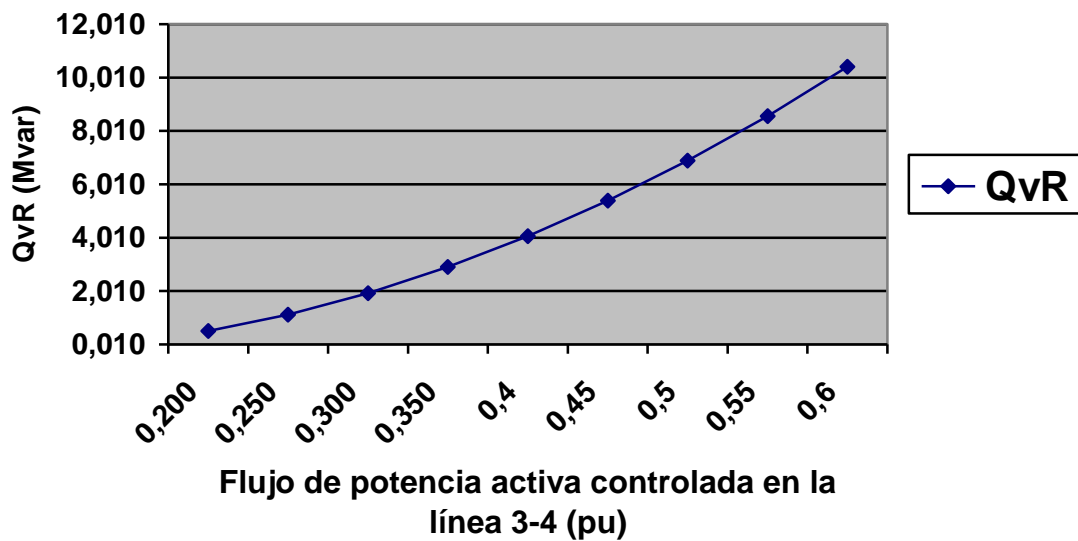


Tabla 10.7 Efecto de las impedancias del UPFC

Impedancias		Fuente Serie			Fuente paralelo		
X_{cR}	X_{vR}	V_{cR}	θ_{cR}	Q_{cR}	V_{vR}	θ_{vR}	Q_{vR}
0.10	0.10	0.101	-92.736	4.065	1.017	-6.005	17.640
0.05	0.05	-0.081	87.920	3.257	1.009	-6.011	17.490
0.10	0.01	0.101	-92.736	4.065	1.002	-6.015	17.370
0.05	0.01	0.081	-92.052	3.258	1.002	-6.015	17.370
0.01	0.10	0.065	-91.260	2.611	1.017	-6.005	17.640

Simulación en Neplan

Se simuló la red de 5 barras en Neplan.

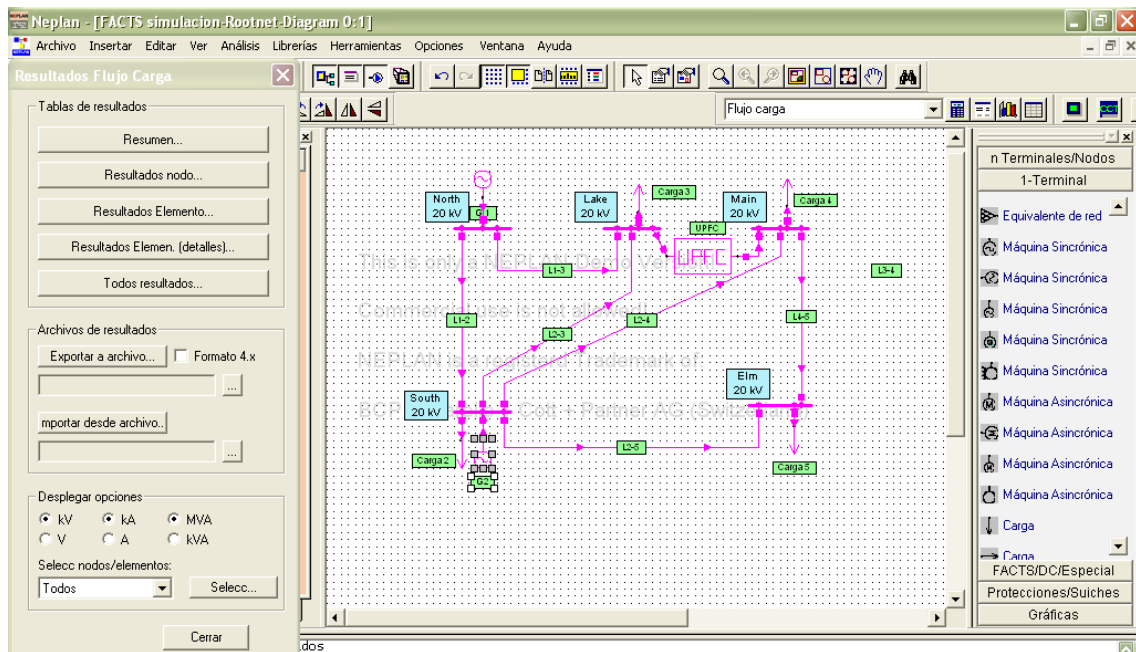


Fig. 10.7 Simulación usando Neplan 9.5 del UPFC ®

Se obtuvieron los siguientes resultados:

tabla 10.8: Resultados por nodo

	ID	Nombre	V	u	V áng	P carga	Q carga	P Gen	Q Geb	Q Paral.	Sens.
			kV	%	°	MW	MVar	MW	MVar	MVar	Facto
1	173963	Elm	19,176	95,88	-4,8	60	10	0	0	0	0
2	173929	Lake	20	100	-6,1	45	15	0	0	0	0
3	173933	Main	19,461	97,31	-2,9	40	5	0	0	0	0
4	173925	North	21,2	106	0	0	0	132,177	107,552	0	0
5	173960	South	19,82	99,1	-1,6	20	85,48	40	0	0	0

Tabla 10.9: Resultados por elemento

	Tipo	Tipo	P	Q	I	Angulo I	Cargabil	Pérdidas	Pérdidas	P Fe	Q Comp	Tap	Sens.
	Nombre		MW	Mvar	kA	°	%	MW	Mvar	MW	Mvar		%/O
1	L2-5	Línea	-46,76	-8,926	1,433	164,4	0	0,9861	2,9582	0	0		0,0000
2	L4-5	Línea	-13,24	-1,074	0,4	170,6	0	0,1536	0,4607	0	0		0,0000
3	Carga 5	Carga	60	10	1,831	-14,3							
4	Carga 3	Carga	45	15	1,369	-24,5							
5	L1-3	Línea	-48,713	-6,295	1,418	166,6	0	1,9301	5,7903	0	0		0,0000
6	L2-3	Línea	-36,287	18,753	1,179	-158,7	0	1,001	3,0031	0	0		0,0000
7	UPFC	UPFC	40	-27,458	1,401	28,4	0	0	-29,458				
8	L4-5	Línea	13,394	1,535	0,4	-9,4	0	0,1536	0,4607	0	0		0,0000
9	L2-3	Línea	-13,561	-5,038	0,429	156,7	0	0,1326	0,3979	0	0		0,0000
10	L3-4	Línea	-39,832	-1,497	1,183	175	0	0,1678	0,5034	0	0		0,0000
11	UPFC	UPFC	-40	-2	1,183	175	0	0	-29,458				
12	Carga 4	Carga	40	5	1,196	-10							
13	G 1	Máquina Sincró	-132,177	-107,552	4,641	140,9							
14	L1-2	Línea	81,533	95,467	3,419	-49,5	0	2,8055	8,4166	0	0		0,0000
15	L1-3	Línea	50,644	12,086	1,418	-13,4	0	1,9301	5,7903	0	0		0,0000
16	L1-2	Línea	-78,728	-87,05	3,419	130,5	0	2,8055	8,4166	0	0		0,0000
17	L2-5	Línea	47,746	11,894	1,433	-15,6	0	0,9861	2,9582	0	0		0,0000
18	L2-4	Línea	13,694	5,436	0,429	-23,3	0	0,1326	0,3979	0	0		0,0000
19	L2-3	Línea	37,288	-15,75	1,179	21,3	0	1,001	3,0031	0	0		0,0000
20	Carga 2	Carga	20	10	0,651	-28,2							
21	G2	Máquina Sincró	-40	75,48	2,488	-119,5							

Comparación de resultados Red de 5 barras:

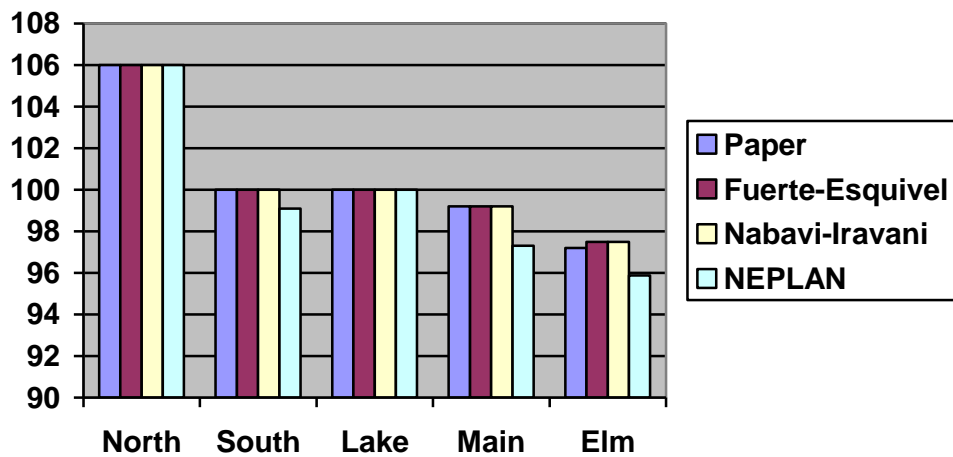


Fig 10.8 Comparación de voltajes en las barras

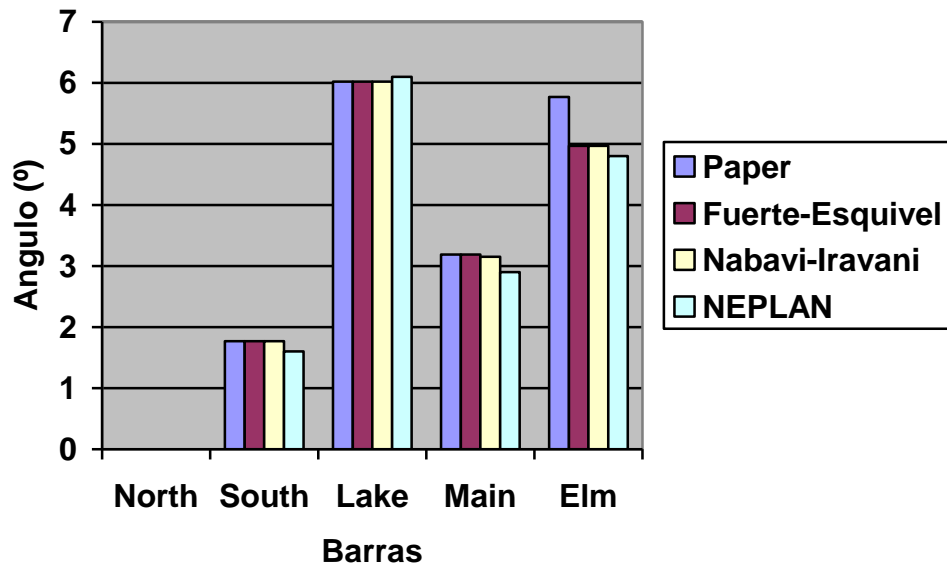


Fig. 10.9 Comparación de ángulos en las barras

Tabla 10.10 Resultados del flujo de carga sin UPFC (mediante Neplan)

BARRA	Voltaje con UPFC (pu)	Voltaje sin UPFC (pu)
Elm	0.959	0.945
Lake	1.000	0.966
Main	0.973	0.962
North	1.060	1.060
South	0.991	0.981

Tabla 10.11 Resultado del flujo de carga sin UPFC para el flujo de potencia y pérdidas en las líneas (mediante Neplan)

Barra	Nombre	P	Q	Perdida (MW)	Pérdida (MVAR)
Elm	L2-5	-53,398	-6,837	1,2902	3,8707
Elm	L4-5	-6,602	-3,163	0,0477	0,1431
Elm	Carga 5	60	10		
Lake	Carga 3	45	15		
Lake	L3-4	19,522	7,704	0,0472	0,1416
Lake	L1-3	-40,48	-23,092	1,8621	5,5863
Lake	L2-3	-24,041	0,388	0,3718	1,1153
Main	L3-4	-19,474	-7,563	0,0472	0,1416
Main	L4-5	6,65	3,306	0,0477	0,1431
Main	L2-4	-27,175	-0,743	0,4796	1,4387
Main	Carga 4	40	5		
North	G 1	-132,702	-138,586		
North	L1-2	90,36	109,907	3,6035	10,8105
North	L1-3	42,342	28,679	1,8621	5,5863
South	L1-2	-86,756	-99,097	3,6035	10,8105
South	L2-5	54,688	10,708	1,2902	3,8707
South	L2-4	27,655	2,182	0,4796	1,4387
South	L2-3	24,413	0,727	0,3718	1,1153
South	Carga 2	20	10		
South	G2	-40	75,48		
Pérdidas totales				7,702	23,106

Tabla 10.12 Resultado del flujo de carga con UPFC para el flujo de potencia y pérdidas en las líneas (mediante Neplan)

Barra	Nombre	P (MW)	Q (Mvar)	Perdida (MW)	Pérdida (Mvar)
Elm	L2-5	-46,76	-8,926	0,9861	2,9582
Elm	L4-5	-13,24	-1,074	0,1536	0,4607
Elm	Carga 5	60	10		
Lake	Carga 3	45	15		
Lake	L1-3	-48,713	-6,295	1,9301	5,7903
Lake	L2-3	-36,287	18,753	1,001	3,0031
Lake	UPFC	40	-27,458	0	-29,458
Main	L4-5	13,394	1,535	0,1536	0,4607
Main	L2-4	-13,561	-5,038	0,1326	0,3979
Main	L3-4	-39,832	-1,497	0,1678	0,5034
Main	UPFC	-40	-2	0	-29,458
Main	Carga 4	40	5		
North	G 1	-132,177	-107,552		
North	L1-2	81,533	95,467	2,8055	8,4166
North	L1-3	50,644	12,086	1,9301	5,7903
South	L1-2	-78,728	-87,05	2,8055	8,4166
South	L2-5	47,746	11,884	0,9861	2,9582
South	L2-4	13,694	5,436	0,1326	0,3979
South	L2-3	37,288	-15,75	1,001	3,0031
South	Carga 2	20	10		
South	G2	-40	75,48		
Pérdidas totales				7,177	-7,928

Referencias

1. Kundur Prahba, Power System Stability and Control. 1st edition.
2. Neplan 9.5 User Manual.