



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

“CAPACITORES SERIE EN LINEAS DE TRANSMISION”

TESIS PROFESIONAL

**QUE PARA OBTENER EL TITULO DE
INGENIERO ELÉCTRICO ELECTRÓNICO**

PRESENTA:

ROJAS LÓPEZ ANTONIO ERIC

DIRECTOR DE TESIS:

ING. FRANCISCO CUEVAS ARTEAGA



MÉXICO, D.F., CD UNIVERSITARIA

ABRIL 2010



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

AGRADECIMIENTOS

A mis Padres

Lidia López Hernández y Cecilio Rojas Espejo, grandes guerreros de mi vida y mis héroes. Gracias por darme la vida y enseñarme a vivir como persona digna, gracias por toda su ternura y apoyo brindado durante todos los momentos de mi vida, tanto buenos como malos, por darme la oportunidad de realizar y concluir una carrera universitaria, por su confianza depositada en mi, por enseñarme a amar y a ser libre.

Les agradezco mucho su gran amor y sacrificio para que pudiera realizarme como persona, por soñar juntos este logro, por luchar a mi lado en todo momento, les agradezco mucho y este trabajo es por ustedes y para ustedes los quiero mucho.

A mis hermanas

Gracias por orientarme y aconsejarme, por no dejarme desfallecer, por ser parte de mi vida, por las discusiones, pláticas y críticas que sin querer me formaron en lo que soy ahora, por su motivación y ejemplo para culminar mis estudios, y este triunfo también es parte de ustedes las quiero mucho son especiales para mí, no lo olviden son las mejores hermanas que uno puede pedir.

A Jachik't

Por motivarme a cada momento, por inspirarme a la realización de este trabajo, por estar a mi lado en cada paso que doy, porque gracias a ti volví a recuperar esa parte humana de mi, por enseñarme a volar, muchas gracias por los momentos vividos y por comprenderme, por tu ternura y por los sueños compartidos y por compartir tu visión del mundo, de “aquí pal real pequeña, a cambiar el mundo”.

A la Banda

A todos los amigos que me apoyaron y aconsejaron, a los que no me dejaron caer y siempre encontré palabras de ánimo a su lado, este trabajo también va por ustedes, que me aceptaron como soy, gracias por siempre mantenerme de pie en mi camino, por hacer correr el tiempo siempre aprisa, por su amistad y sinceridad.

Gracias a la pandilla de viajes reencuentro por apoyarme y hacer posible el gran sueño de viajar y no dejar de vivir al máximo, por su gran ejemplo para realizar esta tesis, gracias y no olvidemos “somos todos y seremos más porque no somos nadie”

Gracias al Ing. David Martínez por apoyarme desde el principio en el proyecto de viajes y por el gran apoyo brindado en la etapa final de mi tesis.

A mi Director de Tesis

Por su tiempo brindado en la realización de la tesis, por toda la información y conocimiento transmitido, por sus experiencias vividas y en especial por su amistad.

INDICE

CAPACITORES SERIE EN LINEAS DE TRANSMISION

Objetivo.....	1
<hr/>	
INTRODUCCION.....	2
<hr/>	
1. Fundamentos de Sistemas eléctricos de potencia.....	3
1.1. Energía y potencia.....	3
1.2. Potencia Eléctrica.....	6
1.2.1. Potencia compleja.....	6
1.2.2. Potencia Real.....	7
1.2.3. Potencia reactiva.....	7
1.3 Representación de líneas de transmisión.....	8
1.3.1. Línea de transmisión longitud corta.....	8
1.3.2. Línea de transmisión longitud media.....	11
1.3.3. Línea de transmisión longitud larga.....	18
<hr/>	
2. Compensación en líneas de transmisión.....	24
2.1. Aplicación de capacitores al sistema de distribución.....	25
2.1.1. Corrección del factor de potencia.....	25
2.1.2. Corrección del voltaje.....	26
2.1.3. Perdas en la línea.....	26
2.2. Capacitores de potencia.....	27
2.3. Efectos de capacitores serie y derivación.....	27
2.4. Ubicación optima.....	28
2.5. Armónicas.....	29
2.6. Tendencias de Transmisión.....	29
2.6.1. Compensadores estáticos shunt.....	32

2.6.2. Controladores estáticos serie.....	36
2.6.3. Controladores serie y shunt combinados.....	38
2.6.4. Controladores Auxiliares.....	40
<hr/>	
3. Compensación serie en líneas de transmisión.....	43
3.1. Situación actual de la transmisión de potencia en líneas existentes.....	45
3.2. Prospectiva del Incremento de la transmisión de potencia en las líneas existentes.....	48
3.2.1. Análisis de líneas existentes con compensación y sin compensación.....	50
<hr/>	
4. Características de los capacitores.....	57
4.1. Temperatura Ambiente.....	58
4.2. Componentes de corriente.....	58
4.2.1. Modo de operación inserción de banco.....	59
4.2.1.1 Unidades capacitoras.....	59
4.2.1.2. Reactor limitador de corriente de descarga.....	59
4.2.1.3. Varistor.....	61
4.2.1.4. Interruptor Bypass y gap bypass.....	61
4.2.2. Modo de operación banco bypass.....	61
4.2.2.1. Reactor limitador de corrientes de descarga.....	61
4.2.2.2. Capacitores.....	62
4.2.2.3. Interruptor Bypass.....	62
4.3. Limitación de voltaje durante fallas en el sistema de potencia.....	62
4.4. Niveles de aislamiento Fase a tierra.....	63
4.5. Niveles de aislamiento para el equipo y aislamiento en plataforma.....	65
<hr/>	
5. Caso práctico de compensación serie.....	66
5.1. Planteamiento del problema.....	66
5.2. Análisis de los parámetros eléctricos.....	67
<hr/>	

Conclusiones.....	92
-------------------	----

Anexos

Anexo A- Diagrama de unidad capacitadora de 440 kVAR.....	93
Anexo B- Diagrama de Fusible para protección de Unidad Capacitora.....	94
Anexo C- Ejemplos de diagramas de conexión típica de la instalación de capacitores serie en líneas de transmisión.....	95

Bibliografía.....	97
-------------------	----

Figuras

Fig. 1.1. Sistema eléctrico de potencia.....	3
Fig. 1.2. Circuito trifásico equilibrado.....	9
Fig. 1.3. Circuito monofásico de fase a neutro equivalente a una de las fases del circuito trifásico equilibrado de la fig. 1.2.....	10
Fig. 1.4. Circuito equivalente π de una línea de transmisión.....	12
Fig. 1.5. Circuito equivalente T de una línea de transmisión.....	16
Fig. 1.6. Representación de una sección infinitesimal de una línea.....	18
Fig. 1.7. Distancia l.....	21
Fig. 2.1. Flujo de potencia activa entre 2 nodos.....	30
Fig. 2.2. Tipos genéricos de FACTS.....	31
Fig. 2.3. Diagrama esquemático de TSR y TSC.....	33
Fig. 2.4. TCR básico y puente TCR de 6 pulsos.....	34
Fig. 2.5. Diagrama de línea del SVC (TCR-FC y TCR/TSR-TSC).....	35
Fig. 2.6. Diagrama esquemático del TCBR.....	36
Fig. 2.7. GTO_CSC, Modelo EMTP de un GTO, Modulo multi GTO_CSC.....	37
Fig. 2.8. Diagrama esquemático del SPS y Diagrama fasorial.....	38
Fig. 2.9. TCVMR basado en cambio de tap y TCVMR basado en inyección de voltaje.....	39
Fig. 2.10. Diagrama del circuito del ST.....	40
Fig. 2.11. Amortiguador de resonancia (NGH-SSR).....	41
Fig. 2.12. Diagrama esquemático del TCVL.....	42
Fig. 2.13. Diagrama esquemático del SSB/FCL.....	42
Fig. 3.1. Simulación de inserción de un capacitor serie en una línea de transmisión.....	44
Fig. 3.2. Diagrama Unifilar S.E. Donato Guerra.....	47
Fig. 4.1. Componentes de corriente.....	59
Fig. 4.2. Conexión de un reactor limitador de corriente.....	60
Fig. 5.1. Conexión del capacitor serie Diagrama Unifilar fase a.....	69
Fig. 5.2. Diagrama Unifilar fase a (propuesta).....	73

OBJETIVO

Realizar los estudios necesarios referentes a la operación de líneas de transmisión de longitud superior a 200 km y determinar la compensación necesaria para incrementar su transmisión de potencia.

Se analizará la operación de líneas de transmisión existentes en el sistema de potencia, la potencia de transmisión máxima, pérdidas, regulación de voltaje y factor de potencia.

INTRODUCCIÓN

Los elementos de compensación son necesarios para incrementar la eficiencia en la operación de los sistemas eléctricos de potencia. Estos pueden clasificarse de diversas maneras, de acuerdo a su principio de funcionamiento, propósito y la forma en que se conectan al sistema, pudiendo ser ajustables o fijos, conectados en derivación o en serie para controlar voltaje, la potencia reactiva o potencia activa. Normalmente, están relacionados con la operación de sistemas eléctricos con redes de transmisión muy limitadas en cuanto a regulación de voltaje y transferencias de potencia activa.

Una característica del capacitor serie es que la compensación está en función de la corriente de carga. Por otro lado un capacitor en derivación puede ser conectado a una carga ordinaria, a un sistema de distribución o transmisión. En estos diferentes métodos de conexión serie o derivación “shunt” se tienen diferentes efectos en los sistemas eléctricos. El efecto del capacitor shunt es un cambio en la corriente mientras que con el capacitor serie se influye directamente en el voltaje.

Naturalmente, estas diferencias esenciales están en función del modo en que el capacitor shunt es más apropiado para ciertos usos mientras que el capacitor serie es más apropiado para otros.

Actualmente en algunas zonas se tiene alta capacidad de generación de potencia eléctrica la cuál es necesario transmitir por líneas existentes, entonces se trata de incrementar la transmisión de potencia con la instalación de capacitores serie en las líneas existentes, ya que es complicado y costoso la construcción de otras líneas paralelas. En otros casos se tienen líneas compensadas y hay que incrementar su transmisión de potencia redimensionando los capacitores serie existentes.

Para transmitir más potencia es necesario construir nuevas líneas lo cual es muy costoso además de los problemas que se generan con los dueños de los terrenos por donde pasa la línea de transmisión, otros problemas fuertes son los adquiridos con grupos ecologistas que resulta en un retraso en la construcción a costos muy elevados.

Los capacitores serie generalmente se utilizan en líneas de transmisión medias y largas para incrementar la transmisión de potencia y se incrementa su eficiencia cuando se efectúa la compensación de potencia reactiva (compensación en derivación) y transmitir potencia a factores de potencia cercanos al unitario y los capacitores shunt son utilizados para suministrar potencia reactiva, mejorando el factor de potencia y el voltaje, logrando una mejor utilización de los equipos y reduciéndose las pérdidas en los sistemas industriales, comerciales y sistemas de distribución y transmisión de empresas suministradoras.

1. FUNDAMENTOS DE SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA

El estudio de los sistemas eléctricos de potencia está relacionado con la generación, distribución y utilización de la potencia eléctrica (fig. 1.1). La primera de estas (la generación de la potencia eléctrica) se refiere a la conversión de energía de una forma no eléctrica (como la térmica, hidráulica y solar) en energía eléctrica.

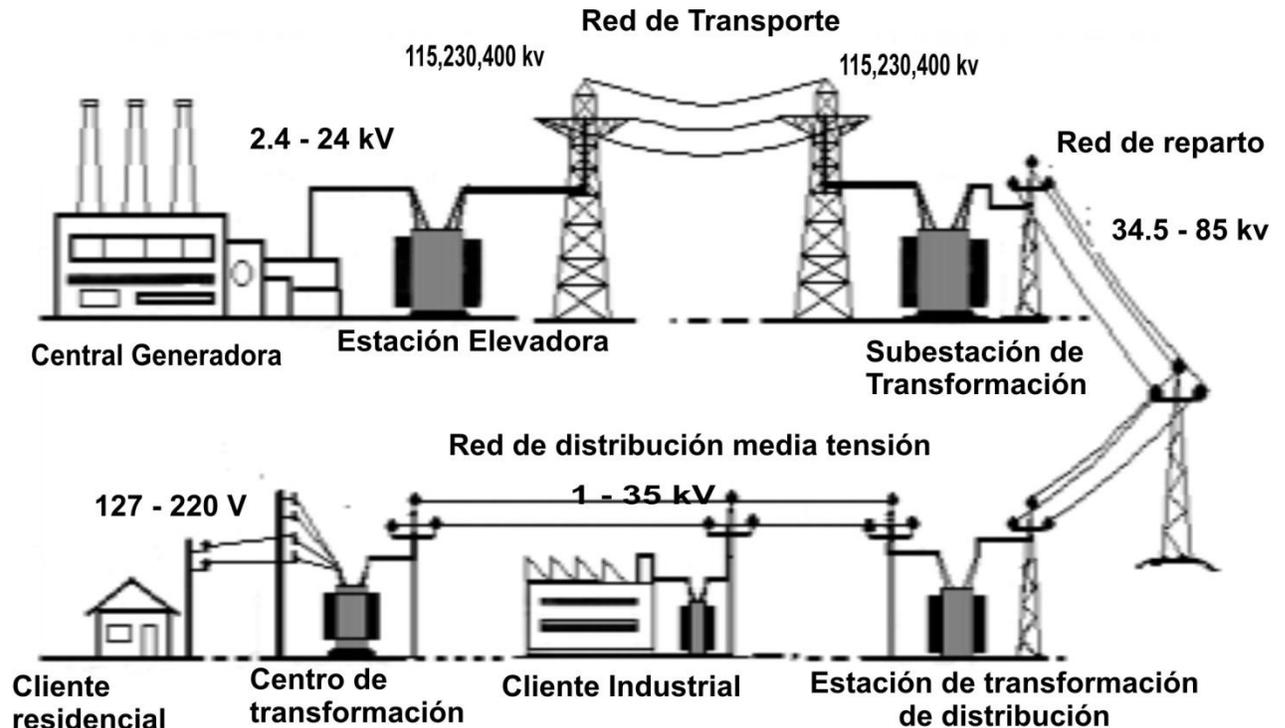


Figura 1.1 – Sistema eléctrico de potencia.

1.1 Energía y potencia

Es más fácil explicar para qué sirve la energía que tratar de definir su esencia. Quizás esa sea la causa por la cual la definición más breve y común establezca que la energía es todo aquello capaz de producir o realizar algún trabajo, lo cual en última instancia no es sino la expresión de una relación física.

La evolución de la humanidad ha estado ligada a la utilización de la energía en sus distintas formas. Sin lugar a dudas, el descubrimiento del fuego, su producción y control marcan el primer acontecimiento importante en la historia de la sociedad, que al correr de los siglos, cada vez que el hombre ha encontrado una nueva fuente de energía o creado un procedimiento distinto para aprovecharla, ha experimentado grandes avances.

El aprovechamiento de la fuerza de tracción de los animales permitió el desarrollo de la agricultura; fue así como algunos pueblos nómadas se asentaron y establecieron las bases para el surgimiento de las antiguas culturas. La utilización de la energía del viento mediante la invención de la vela dio un fuerte impulso a la navegación, al comercio y al intercambio de ideas y conocimientos entre los pueblos de la antigüedad.

El empleo de la energía cinética de las corrientes de agua en la rueda hidráulica, liberó al hombre de cantidad de tareas que requerían gran esfuerzo físico y dio lugar a la creación de los primeros talleres y fabricas, remotos antecedentes de las modernas plantas industriales.

La invención de la máquina de vapor originó una verdadera revolución social y económica a fines del siglo XVIII y principios del XIX, propiciando la transición del trabajo artesanal a la producción masiva.

Existen otras fuentes de energía térmica naturales, la más importante de este tipo de energía es el sol. Si todos los combustibles disponibles se quemaran para proporcionar a la tierra el calor que diariamente recibe de este astro, en unos cuantos días se agotarían todas nuestras reservas. Los hidrocarburos y el carbón, que en última instancia son producto de la energía solar, siguen al sol en orden de importancia como fuentes de energía térmica, que liberan calor al quemarse. A pesar de que el carbón fue el primero que empleo el hombre, son el petróleo y el gas natural los que actualmente se encuentran en vías de desaparecer debido a su explotación exhaustiva. Las reservas detectadas apenas garantizan su disponibilidad hasta los primeros lustros del siglo XXI de acuerdo con las tasas actuales de incremento en su consumo.

Así mismo, los enormes avances de nuestra época han sido posibles, fundamentalmente, debido al uso de la energía eléctrica, al aprovechamiento del petróleo y más recientemente al empleo de la energía nuclear. A principios del siglo XX Albert Einstein, postulo que todo el universo es energía; que ésta y la materia son la misma cosa y que entre ambas existe una relación definida que puede expresarse en la formula $E = mc^2$ (en la que “E” es igual a la energía; “m” es la masa y “c” la velocidad de la luz). Gracias a esta propiedad, el hombre dispone hoy de una fuente importante de energía, que le permitiría a corto plazo sustituir y complementar a las otras fuentes.

Ahora bien dicho lo anterior podríamos decir que la energía de un cuerpo es su capacidad para realizar un trabajo. La energía tiene la misma unidad que el trabajo, aunque se usan algunas otras unidades para las diferentes formas de energía. Para la energía eléctrica la unidad fundamental es el watt por segundo ($W * s$), donde:

$$1 W * s = 1 J \quad (1.1)$$

Sin embargo, es más común que la energía eléctrica se mida en kilowatt horas (kWh).

Entonces:

$$1 \text{ kWh} = 3.6 \times 10^6 \text{ J} \quad (1.2)$$

Las dos formas más importantes de la energía mecánica son la energía cinética y la energía potencial. Un cuerpo posee energía cinética (EC) en virtud de su movimiento, tal que un objeto de masa M (en kilogramos), que se mueve con una velocidad u (en metros por segundo), posee energía cinética determinada por:

$$EC = (1/2) Mu^2 \text{ (en Joules)} \quad (1.3)$$

Un cuerpo posee energía potencial (EP) en virtud de su posición. Por ejemplo, la energía potencial gravitacional resulta de la posición de un objeto en un campo gravitacional. Un cuerpo de masa M (en kilogramos), situado a una altura h (en metros), sobre la superficie de la tierra tiene una energía potencial gravitacional (EP) dada por:

$$EP = Mgh \text{ (en joules)} \quad (1.4)$$

donde g es la aceleración debida a la gravedad, en metros por segundo cuadrado.

La energía térmica se mide generalmente en calorías (cal). Por definición, una caloría es la cantidad de calor requerida para elevar en un grado Celsius la temperatura de un gramo de agua a 15°C . Una cantidad más común es la kilocaloría (kcal). Experimentalmente, se ha encontrado que:

$$1 \text{ cal} = 4.186 \text{ J} \quad (1.5)$$

Otra unidad más de energía térmica es la unidad térmica británica (BTU), la cual se relaciona con el joule y la caloría como sigue:

$$1 \text{ BTU} = 1.055 \times 10^3 \text{ J} = 0.252 \times 10^3 \text{ cal} \quad (1.6)$$

Puesto que el joule y la caloría son unidades relativamente pequeñas, la energía térmica y la energía eléctrica se expresan en términos de la unidad térmica británica y el kilowatt hora (o en mega watt hora), respectivamente.

Una unidad más grande de energía es el quad, o sea las siglas de un cuatrillón en unidades térmicas británicas.

Las relaciones entre estas unidades son:

$$1 \text{ quad} = 10^{15} \text{ Btu} = 1.055 \times 10^{18} \text{ J} \quad (1.7)$$

La POTENCIA se define como la razón del tiempo en que se realiza trabajo. En otras palabras, la potencia es la razón del cambio de energía en el tiempo. Así, la potencia instantánea p se puede calcular como:

$$p = \frac{dU}{dt} = \frac{dw}{dt} \quad (1.8)$$

Donde U representa el trabajo y w la energía. La unidad de potencia del SI es el watt (W); un watt es el equivalente a un joule por segundo:

$$1 \text{ W} = 1 \text{ J/s} \quad (1.9)$$

Los múltiplos de watt usados comúnmente en ingeniería potencial son el kilowatt y el mega watt. Las especificaciones de la potencia (o salidas) de los motores eléctricos se expresan en caballos de fuerza (hp), donde:

$$1 \text{ hp} = 745.7 \text{ W} \quad (1.10)$$

1.2 Potencia Eléctrica

En un circuito de corriente alterna, la tensión es una variable que es función del tiempo. La corriente también es una variable que es función del tiempo y depende del valor de la carga. En cada instante, el producto de la tensión por la corriente se llama potencia instantánea y está dada por la siguiente expresión:

$$P(t) = v(t) i(t) \quad (1.11)$$

que permite conocer el valor instantáneo de la potencia que demanda la carga de un circuito de corriente alterna; sin embargo, en la práctica se trabaja con valores eficaces de tensión, corriente y potencia. A la potencia demandada por la componente resistiva de un circuito de corriente alterna se le conoce como potencia activa; a la demandada por la componente reactiva, como potencia reactiva, y a la suma vectorial de las dos, como potencia aparente. Debe tenerse presente que estas componentes no existen como entidades separadas, pero para fines de análisis es conveniente suponerlas así.

1.2.1 Potencia compleja

Para los circuitos que operan en estado estacionario sinusoidal, las potencias real y reactiva se calculan convenientemente a partir de la potencia compleja, la cual se define a continuación. Sea $V = V \angle \delta$ la tensión entre los extremos de un elemento de circuito, e $I = I \angle \beta$ la corriente que entra a ese elemento. Entonces la potencia compleja S es el producto de la tensión y el conjugado de la corriente:

$$\begin{aligned} S &= VI^* = [V \angle \delta] [I \angle \beta]^* = VI \angle \delta - \beta \\ &= VI \cos(\delta - \beta) + jVI \sin(\delta - \beta) \end{aligned} \quad (1.12)$$

En donde $(\delta - \beta)$ es el ángulo entre la tensión y la corriente. Esta ecuación se expresa como:

$$S = P + jQ \quad (1.13)$$

La magnitud $S = VI$ de la potencia compleja S se llama potencia aparente. Aun cuando tiene las mismas unidades de P y Q , por lo general se definen las unidades de la potencia aparente S como volt amperes o VA. La potencia real P se obtiene al multiplicar la potencia aparente $S = VI$ por el factor de potencia f.p. = $\cos(\delta - \beta)$.

1.2.2 Potencia Real

La ecuación

$$p(t) = \underbrace{VI_R \{1 + \cos[2(\omega t + \delta)]\}}_{P_R} + \underbrace{VI_X \sin[2(\omega t + \delta)]}_{P_X} \quad (1.14)$$

muestra que la potencia instantánea $P_R(t)$ absorbida por la componente resistiva de la carga es una senoide de frecuencia doble con valor promedio P dado por:

$$P = VI_R = VI \cos(\delta - \beta) \quad [W] \quad (1.15)$$

A la potencia promedio P se le llama también potencia real o potencia activa. Los tres términos indican la misma cantidad P dada por (1.15).

El significado físico de la potencia real P se comprende con facilidad. La energía total absorbida por una carga durante un intervalo de tiempo T , consistente en un ciclo de la tensión sinusoidal, es PT watt-segundos (Ws). Durante un intervalo de tiempo de n ciclos, la energía absorbida es $P(nT)$ watt-segundos, toda la cual es absorbida por la componente resistiva de la carga. Un medidor de kilowatt-horas está diseñado para medir la energía absorbida por una carga durante un intervalo de tiempo $(t_2 - t_1)$, el cual consta de un número entero de ciclos, al integrar la potencia real P sobre el intervalo de tiempo $(t_2 - t_1)$.

1.2.3 Potencia Reactiva

La potencia instantánea absorbida por la parte reactiva de la carga, dada por el componente $P_X(t)$ en (1.14), es una senoide de frecuencia doble con valor promedio de cero y con amplitud Q dada por:

$$Q = VI_X = VI \sin(\delta - \beta) \quad [var] \quad (1.16)$$

Al término Q se le da el nombre de potencia reactiva. Aunque tiene las mismas unidades que la potencia real, lo usual es definir unidades para la potencia reactiva como volt-amperes reactivos, o var.

Q se refiere al valor máximo de la potencia instantánea absorbida por la componente reactiva de la carga. La potencia reactiva instantánea, dada por el segundo término $P_X(t)$ de (1.14), es positiva y negativa en forma alterna, y expresa el flujo reversible de energía que va hacia la componente reactiva de la carga y sale de ella. Q puede ser positiva o negativa, dependiendo del signo de $(\delta - \beta)$ de la ecuación (1.16). La potencia reactiva Q es una cantidad útil cuando se describe la operación de los sistemas de potencia. Como un ejemplo, se puede usar capacitores en derivación en los sistemas de transmisión para entregar potencia reactiva e incrementar de este modo las magnitudes de la tensión durante los periodos de carga pesada.

1.3 Representación de líneas de transmisión

Para facilitar la realización de los cálculos relacionados con una línea de transmisión, podemos decir que la línea es aproximadamente una interconexión en serie – paralelo de los parámetros más relevantes. Una línea de transmisión corta en la cual los efectos en paralelo pueden ser despreciables, se representa mediante una resistencia concentrada en serie con una inductancia concentrada. Una línea de longitud media se representa con capacitores en paralelo concentrados localizados en puntos predeterminados a lo largo de un circuito en serie RL. (En la práctica, el efecto de la capacitancia total en una línea de longitud media se puede representar con uno o dos capacitores concentrados). Finalmente, una línea de transmisión larga se representa con parámetros distribuidos de manera uniforme. Además la rama en paralelo de una línea larga consta de capacitancias y conductancias distribuidas uniformemente a lo largo de la línea.

1.3.1 Línea de transmisión longitud corta

En líneas cortas (no más de 60 km de longitud y de voltajes no mayores de 40 kV, aproximadamente) la capacitancia de la línea puede generalmente despreciarse y entonces cada fase de la línea puede representarse por una impedancia en serie igual a la impedancia por unidad de longitud multiplicada por la longitud de la línea.

Supongamos una línea de transmisión trifásica simétrica en la que la capacitancia es despreciable. Un extremo de la línea está conectado a una fuente de fuerza electromotriz trifásica equilibrada y el otro extremo a una carga trifásica equilibrada, como se indica en la figura 1.2.

Cada fase de la figura 1.2 puede resolverse como un problema independiente y la simetría de la red hace evidente que las magnitudes de todas las cantidades eléctricas sean iguales en las tres fases. Si se resuelve la fase a considerándola como un circuito monofásico

independiente, las cantidades correspondientes a las fases b y c están relacionadas con las cantidades de la fase a en la forma siguiente:

$$\tilde{V}_b = \tilde{V}_a \epsilon^{-j\frac{2\pi}{3}}$$

$$\tilde{V}_c = \tilde{V}_a \epsilon^{+j\frac{2\pi}{3}}$$

$$\tilde{I}_b = \tilde{I}_a \epsilon^{-j\frac{2\pi}{3}}$$

$$\tilde{I}_c = \tilde{I}_a \epsilon^{+j\frac{2\pi}{3}}$$

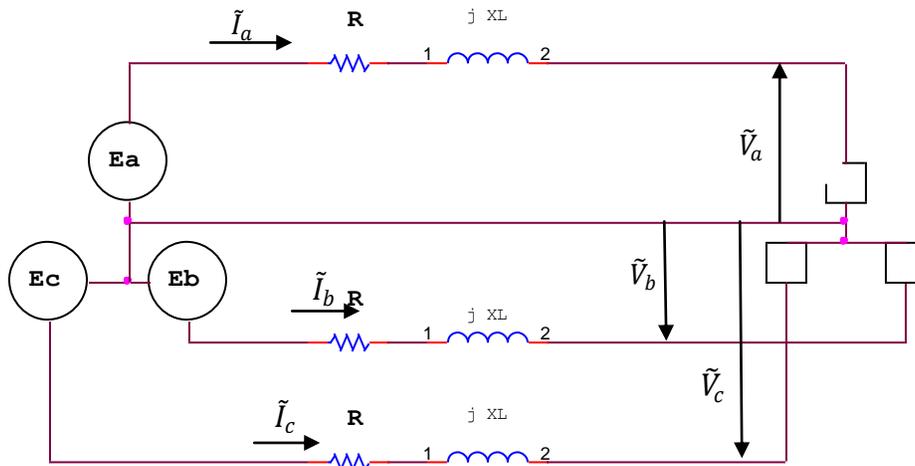


Figura 1.2 – Circuito trifásico equilibrado

El circuito trifásico equilibrado de la figura 1.2 puede representarse mediante un circuito monofásico de fase a neutro, como el de la figura 1.3.

En el circuito equivalente de la figura 1.3, R es la resistencia efectiva en serie total de la línea, X_L es la reactancia inductiva en serie total de la línea, \tilde{I} es la corriente de fase, \tilde{V}_G es el voltaje al neutro en el extremo generador de la línea y \tilde{V}_R es el voltaje al neutro en el extremo receptor de la línea.

Se define como dirección positiva de la corriente la indicada con una flecha en el circuito equivalente, o sea entrando en el extremo generador y saliendo en el extremo receptor.

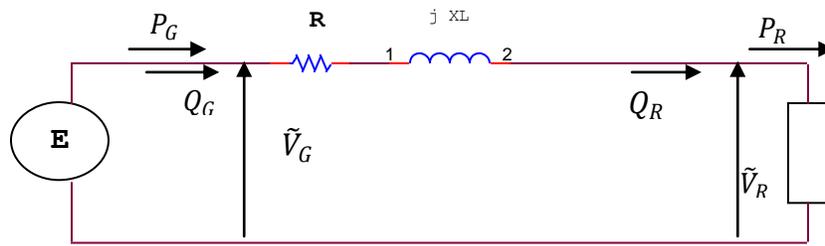


Figura 1.3 – Circuito monofásico de fase a neutro equivalente a una de las fases del circuito trifásico equilibrado de la figura 1.2

En el circuito de la figura 1.3 se verifica que

$$\tilde{V}_G = \tilde{V}_R + Z\tilde{I} \quad (1.17)$$

Y como $Z = R + jX_L$

$$\tilde{V}_G = \tilde{V}_R + \tilde{I}(R + jX_L) = \tilde{V}_R + R\tilde{I} + jX_L\tilde{I} \quad (1.18)$$

El voltaje al neutro en el extremo generador de la línea es igual al voltaje al neutro en el extremo receptor de la línea más la caída de voltaje debida a la circulación de la corriente \tilde{I} por la impedancia en serie de la línea, Z . Esta caída de voltaje puede descomponerse en dos componentes: una, en fase con la corriente debida a la resistencia, y otra, noventa grados adelantada con respecto a la corriente debida a la reactancia inductiva.

La potencia compleja por fase en el extremo receptor es

$$S_R = P_R + jQ_R = \tilde{V}_R\tilde{I}^* \quad (1.19)$$

La potencia compleja por fase en el extremo generador es

$$S_G = P_G + jQ_G = \tilde{V}_G\tilde{I}^*$$

Se define como dirección positiva de circulación de potencia real y reactiva la dirección de circulación que coincide con la dirección de la corriente, o sea entrando en el extremo generador y saliendo en el extremo receptor.

Las pérdidas reales o perdidas por efecto joule, por fase, están dadas por la siguiente expresión:

$$P = P_G - P_R = RI^2 \quad (1.20)$$

Las pérdidas reactivas están dadas por la siguiente expresión:

$$q = Q_G - Q_R = X_L I^2 \quad (1.21)$$

La eficiencia η de la línea se define como el cociente de la potencia real que sale de la línea en el extremo receptor dividida por la potencia real que entra a la línea en el extremo generador.

$$\eta = \frac{P_R}{P_G} \quad (1.22)$$

$$\eta = \frac{P_R}{P_G + p}$$

$$\eta = \frac{P_G - p}{P_G} = 1 - \frac{p}{P_G}$$

Regulación de voltaje. Se define la regulación del voltaje de una línea como el porcentaje de aumento del voltaje receptor cuando se desconecta la carga plena, permaneciendo constante el voltaje generador y estando referido ese porcentaje de aumento al voltaje receptor con plena carga.

$$\%Reg = \frac{V_{R0} - V_R}{V_R} \times 100 \quad (1.23)$$

Donde

V_{R0} módulo del voltaje en vacío en el extremo receptor

V_R módulo del voltaje a plena carga en el extremo receptor

En el caso de una línea corta, en la que se desprecia la capacitancia al neutro de la línea, el voltaje en vacío en el extremo receptor es igual al voltaje aplicado en el extremo generador. Para este caso, la expresión de la regulación queda en la siguiente forma:

$$\%Reg = \frac{V_G - V_R}{V_R} \times 100 \quad (1.24)$$

donde V_G es el módulo del voltaje en el extremo generador.

1.3.2 Línea de transmisión longitud media

En líneas de transmisión de longitud media (con longitudes comprendidas entre 60 km y 250 km y voltajes comprendidos entre 40 kV y 220 kV, aproximadamente) no se puede, en general despreciar la capacitancia al neutro de los conductores sin cometer un error excesivo, pero se tiene una buena aproximación si se representa la línea mediante un

circuito equivalente monofásico, en el que la capacitancia al neutro de una fase se considere concentrada en uno o dos puntos.

En cuanto a la resistencia de aislamiento puede, en general, considerarse como infinita, especialmente en las líneas aéreas.

Circuito Equivalente π

Si se considera la mitad de la capacitancia concentrada en cada extremo de la línea, el circuito equivalente queda como se indica en la figura 1.4. Este circuito se llama circuito equivalente π .

La impedancia $Z = R + jX_L \quad \Omega$

que aparece en serie en el circuito equivalente π es la impedancia total en serie de una fase.

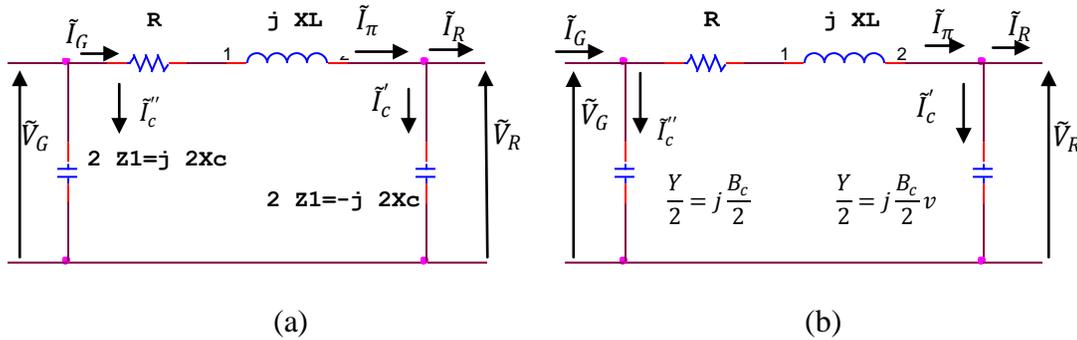


FIGURA 1.4 – Circuito equivalente π de una línea de transmisión.

Por tanto $R = rl \quad \Omega$

$jX_L = jX_L l \quad \Omega$

donde

r resistencia efectiva por unidad de longitud de una fase

jX_L reactancia inductiva por unidad de longitud de una fase

l longitud de la línea

El efecto capacitivo puede representarse mediante dos reactancias capacitivas en paralelo, como se indica en la figura 1.4a, o mediante dos susceptancias capacitivas en paralelo como se indica en la figura 1.4b.

Si $-jX_c$ es la impedancia capacitiva de una fase al neutro por unidad de longitud, la impedancia capacitiva total de una fase al neutro, Z_1 , será

$$Z_1 = -jX_c = \frac{-jX_c}{l} \quad \Omega$$

La impedancia capacitiva correspondiente a la mitad de la longitud de la línea, que es la que aparece en cada extremo del circuito equivalente de la figura 1.4a, es

$$\frac{-jX_c}{\frac{l}{2}} = -j2X_c \quad \Omega = 2Z_1$$

En lugar de aparecer en el circuito equivalente la reactancia capacitiva en paralelo puede aparecer su recíproco, la susceptancia capacitiva en paralelo.

La susceptancia capacitiva por unidad de longitud jb es igual a:

$$jb = \frac{1}{-jX_c} \quad \mathcal{U}$$

La susceptancia capacitiva para la longitud total de la línea es

$$Y = jB = jbl \quad \mathcal{U}$$

La susceptancia capacitiva para la mitad de la línea es

$$\frac{Y}{2} = j\frac{B}{2} = j\frac{l}{2} \quad \mathcal{U}$$

En el circuito equivalente π se define como dirección positiva de las corrientes, la dirección que entra en la línea en el extremo generador y que sale de la línea en el extremo receptor.

La dirección positiva de la circulación de potencia real y reactiva en cada extremo del circuito equivalente coincide con la dirección positiva de la corriente correspondiente.

Si se conocen el voltaje al neutro \widetilde{V}_R y la corriente \widetilde{I}_R en el extremo receptor, pueden calcularse el voltaje al neutro \widetilde{V}_G y la corriente \widetilde{I}_G en el extremo generador mediante el circuito equivalente π de la figura 1.4 en la siguiente forma.

La corriente en el condensador del extremo receptor es

$$\widetilde{I}_C = \frac{\widetilde{V}_R}{-j2X_c}$$

o también

$$\tilde{I}'_C = j \frac{B_C}{2} \tilde{V}_R$$

La corriente que circula por la impedancia en serie de la línea es

$$\tilde{I}_\pi = \tilde{I}_R + \tilde{I}'_C$$

La caída de voltaje en la impedancia en serie es

$$\tilde{I}_\pi Z = \tilde{I}_\pi (R + jX_L)$$

El voltaje en el extremo generador es

$$\tilde{V}_G = \tilde{V}_R + \tilde{I}_\pi (R + jX_L)$$

La corriente en el condensador del extremo generador es

$$\tilde{I}''_C = \frac{\tilde{V}_G}{-j2X_C}$$

$$\tilde{I}''_C = -j \frac{B_C}{2} \tilde{V}_G$$

La corriente en el extremo generador es

$$\tilde{I}_G = \tilde{I}_\pi + \tilde{I}''_C = \tilde{I}_R + \tilde{I}'_C + \tilde{I}''_C$$

La potencia compleja por fase en el extremo receptor es

$$S_R = P_R + jQ_R = \tilde{V}_R \tilde{I}_R^*$$

La compleja por fase en el extremo generador es

$$S_G = P_G + jQ_G = \tilde{V}_G \tilde{I}_G^*$$

Las pérdidas reales o perdidas por efecto Joule, por fase, están dadas por la siguiente expresión:

$$p = P_G - P_R = RI_\pi^2$$

Las pérdidas reactivas, por fase, están dadas por la siguiente expresión:

$$q = Q_G - Q_R$$

La eficiencia de la línea es

$$\eta = \frac{P_R}{P_G} = \frac{P_R}{P_R + P} = \frac{P_G - P}{P_G} = 1 - \frac{P}{P_G}$$

Para calcular la regulación es necesario primero calcular el voltaje en vacío en el extremo receptor \tilde{V}_R , o sea, el voltaje que se tiene en el extremo receptor al desconectar la carga manteniendo constante el voltaje en el extremo generador.

En el circuito equivalente π de la figura 1.5, si no hay ninguna carga conectada en el extremo receptor, $\tilde{I}_R = 0$.

Con un voltaje \tilde{V}_G aplicado en el extremo del generador, la corriente que circula por la impedancia en serie de la línea es

$$I_0 = \frac{\tilde{V}_G}{R + jX_L - j2X_C}$$

El voltaje en vacío en el extremo receptor es

$$\tilde{V}_{R_0} = -j2X_C \tilde{I}_0$$

La regulación de voltaje de la línea es

$$\%Reg = \frac{V_{R_0} - V_R}{V_R} \times 100$$

Circuito equivalente T

Se puede también representar una línea de longitud media con un circuito equivalente como el que se muestra en la figura 1.5 y que se llama circuito equivalente T.

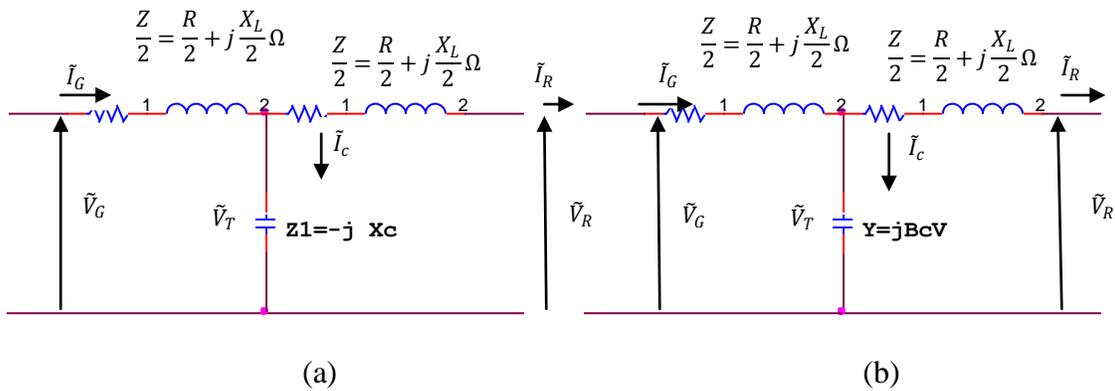


Figura 1.5 – Circuito equivalente T de una línea de transmisión

En este circuito se considera toda la capacitancia al neutro de una fase de la línea concentrada en el centro de la línea. A un lado y a otro de esta capacitancia se considera la mitad de la impedancia en serie.

Si se conocen el voltaje al neutro \tilde{V}_R y la corriente \tilde{I}_R en el extremo receptor, pueden calcularse el voltaje al neutro \tilde{V}_G y la corriente \tilde{I}_G en el extremo generador mediante el circuito equivalente T, como se muestra enseguida.

La caída de voltaje en la primera mitad del circuito equivalente T es

$$\tilde{I}_R \left[\frac{R}{2} + j \frac{X_L}{2} \right]$$

El voltaje en el centro del circuito equivalente T es

$$\tilde{V}_T = \tilde{V}_R + \tilde{I}_R \left[\frac{R}{2} + j \frac{X_L}{2} \right]$$

La corriente que toma el condensador es

$$\tilde{I}_c = \frac{\tilde{V}_T}{-jX_C}$$

O también

$$\tilde{I}_C = jB_C \tilde{V}_T$$

La corriente en el extremo generador es

$$\tilde{I}_G = \tilde{I}_R + \tilde{I}_C$$

La caída de voltaje en la segunda mitad del circuito equivalente T es

$$\tilde{I}_G = \left[\frac{R}{2} + j \frac{X_L}{2} \right]$$

El voltaje al neutro en el generador es

$$\tilde{V}_G = \tilde{V}_T + \tilde{I}_G \left[\frac{R}{2} + j \frac{X_L}{2} \right]$$

$$\tilde{V}_G = \tilde{V}_R + \tilde{I}_R \left[\frac{R}{2} + j \frac{X_L}{2} \right] + \tilde{I}_G \left[\frac{R}{2} + j \frac{X_L}{2} \right]$$

La potencia compleja por fase en el extremo receptor es

$$S_R = P_R + jQ_R = \tilde{V}_R \tilde{I}_R^*$$

La potencia compleja por fase en el extremo generador es

$$S_G = P_G + jQ_G = \tilde{V}_G \tilde{I}_G^*$$

Las pérdidas reales o perdidas por efecto Joule, por fase, están dadas por

$$P = P_G - P_R = \frac{R}{2} (I_R^2 + I_G^2)$$

Las pérdidas reactivas por fase están dadas por

$$q = Q_G - Q_R$$

La eficiencia de la línea es

$$\eta = \frac{P_R}{P_G} = \frac{P_R}{P_R + p} = \frac{P_G - p}{P_G} = 1 - \frac{p}{P_G}$$

Para calcular la regulación es necesario primero calcular el voltaje en vacío en el extremo receptor \tilde{V}_{R_0} .

Si no hay ninguna carga conectada en el extremo receptor, $\tilde{I}_R = 0$

Con un voltaje \tilde{V}_G aplicado en el extremo generador, la corriente que circula por la impedancia en serie de la línea es

$$I_0 = \frac{V_G}{\frac{R}{2} + j\frac{X_L}{2} - jX_C}$$

El voltaje en vacío en el extremo receptor es

$$\tilde{V}_{R_0} = -jX_C \tilde{I}_0$$

La regulación de voltaje de la línea es

$$\%Reg. = \frac{V_{R_0} - V_R}{V_R} \times 100$$

1.3.3 Línea de transmisión longitud larga

En la figura 1.6 se representa una sección de longitud infinitesimal de una línea de transmisión larga, para la que se requiere considerar los parámetros eléctricos distribuidos a lo largo de la línea.

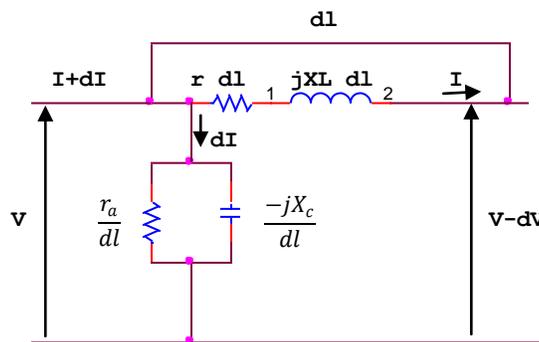


Figura 1.6 – Representación de una sección infinitesimal de una línea

Sean

r	resistencia efectiva por unidad de longitud
X_L	reactancia inductiva por unidad de longitud
$Z = r + jX_L$	impedancia en serie por unidad de longitud
r_a	resistencia de aislamiento por unidad de longitud
X_c	reactancia capacitiva por unidad de longitud

$z_1 = \frac{-jX_C r_a}{r_a - jX_C} = \frac{1}{y}$	impedancia en paralelo por unidad de longitud
y	admitancia en paralelo por unidad de longitud
dl	longitud del tramo diferencial de línea
zdl	impedancia en serie del tramo de la línea de longitud dl
$\frac{z_1}{dl}$	impedancia en paralelo del tramo de línea de longitud dl

En el circuito de la figura 1.6 se verifica que

$$d\tilde{V} = \tilde{I}z dl \quad \therefore \quad \frac{d\tilde{V}}{dl} = \tilde{I}z \quad (1.25)$$

$$d\tilde{I} = \frac{\tilde{V}}{z_1} dl \quad \therefore \quad \frac{d\tilde{I}}{dl} = \frac{\tilde{V}}{z_1} \quad (1.26)$$

Derivando las ecuaciones 1.25 y 1.26 con respecto a l

$$\frac{d^2\tilde{V}}{dl^2} = \frac{d\tilde{I}}{dl} z \quad (1.27)$$

$$\frac{d^2\tilde{I}}{dl^2} = \frac{d\tilde{V}}{dl} \times \frac{1}{z_1} \quad (1.28)$$

Sustituyendo 1.26 en 1.27 y 1.25 en 1.28

$$\frac{d^2\tilde{V}}{dl^2} = \frac{z}{z_1} \tilde{V} \quad (1.29)$$

$$\frac{d^2\tilde{I}}{dl^2} = \frac{z}{z_1} \tilde{I} \quad (1.30)$$

Procedemos ahora a resolver estas ecuaciones diferenciales de segundo orden. (Ecuaciones diferenciales lineales homogéneas).

Notamos en 1.29 que la segunda derivada de la función es igual a la función multiplicada por una constante. La función que tiene esta propiedad es una función exponencial de la forma

$$\tilde{V} = K e^{ml} \quad (1.31)$$

Donde k y m son constantes

$$\frac{d\tilde{V}}{dl} = Km e^{ml}$$

$$\frac{d^2\tilde{V}}{dl^2} = Km^2 \epsilon^{ml} = m^2\tilde{V} \quad (1.32)$$

De la ecuación 1.31 y de la 1.29

$$\begin{aligned} \frac{z}{z_1}\tilde{V} &= m^2\tilde{V} \\ m &= \pm\sqrt{\frac{z}{z_1}} \end{aligned} \quad (1.33)$$

Sustituyendo el valor de m dado por la ecuación 1.33 en la ecuación 1.31

$$\tilde{V} = K \epsilon^{\pm\sqrt{\frac{z}{z_1}}l}$$

Se obtendrán dos soluciones, una considerando el signo más y otra considerando el signo menos.

La solución general será, por tanto,

$$\tilde{V} = K_1 \epsilon^{\sqrt{\frac{z}{z_1}}l} + K_2 \epsilon^{-\sqrt{\frac{z}{z_1}}l} \quad (1.34)$$

Según la ecuación de Euler

$$\begin{aligned} \frac{\epsilon^X + \epsilon^{-X}}{2} &= \cosh X \\ \frac{\epsilon^X - \epsilon^{-X}}{2} &= \sinh X \end{aligned}$$

Sumando las dos ecuaciones anteriores

$$\epsilon^X = \cosh X + \sinh X$$

Restando la segunda ecuación de la primera

$$\epsilon^{-X} = \cosh X - \sinh X$$

Por tanto, la ecuación 1.34 puede escribirse como

$$\tilde{V} = (K_1 + K_2) \cosh \sqrt{\frac{z}{z_1}}l + (K_1 - K_2) \sinh \sqrt{\frac{z}{z_1}}l \quad (1.35)$$

Derivando la ecuación 1.35 con respecto a l

$$\frac{d\tilde{V}}{dl} = (K_1 + K_2) \sqrt{\frac{z}{z_1}} \sinh \sqrt{\frac{z}{z_1}} l + (K_1 - K_2) \sqrt{\frac{z}{z_1}} \cosh \sqrt{\frac{z}{z_1}} l$$

Pero $\frac{d\tilde{V}}{dl} = \tilde{I}z$, por tanto,

$$\begin{aligned} \tilde{I} &= \frac{1}{z} \left[(K_1 + K_2) \sqrt{\frac{z}{z_1}} \sinh \sqrt{\frac{z}{z_1}} l + (K_1 - K_2) \sqrt{\frac{z}{z_1}} \cosh \sqrt{\frac{z}{z_1}} l \right] \\ \tilde{I} &= \left[(K_1 + K_2) \frac{1}{\sqrt{zz_1}} \sinh \sqrt{\frac{z}{z_1}} l + (K_1 - K_2) \frac{1}{\sqrt{zz_1}} \cosh \sqrt{\frac{z}{z_1}} l \right] \end{aligned} \quad (1.36)$$

Las constantes K_1 y K_2 pueden calcularse como se describe enseguida.

Si la distancia l se mide a partir del extremo receptor de la línea, como se indica en la figura 1.7, para $l = 0$ las ecuaciones 1.35 y 1.36 quedan

$$\begin{aligned} \tilde{V}_R &= (K_1 + K_2) \\ \tilde{I}_R &= (K_1 - K_2) \frac{1}{\sqrt{zz_1}} \quad \therefore (K_1 - K_2) = \tilde{I}_R \sqrt{zz_1} \end{aligned}$$

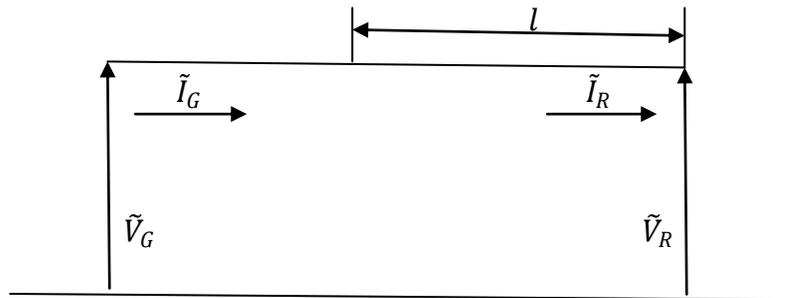


Figura 1.7

Sustituyendo estos valores de $(K_1 + K_2)$ y $(K_1 - K_2)$ en las ecuaciones 1.35 y 1.36.

$$\tilde{V} = \tilde{V}_R \cosh \sqrt{\frac{z}{z_1}} l + \tilde{I}_R \sqrt{zz_1} \sinh \sqrt{\frac{z}{z_1}} l \quad (1.37a)$$

$$\tilde{I} = \tilde{I}_R \cosh \sqrt{\frac{z}{z_1}} l + \tilde{V}_R \frac{1}{\sqrt{zz_1}} \sinh \sqrt{\frac{z}{z_1}} l \quad (1.38a)$$

Las ecuaciones 1.37a y 1.38a dan el valor del voltaje y la corriente en un punto de la línea a una distancia l del extremo receptor, en función de la línea, voltaje y corriente en el extremo receptor.

Las ecuaciones anteriores pueden también escribirse utilizando la admitancia en paralelo de la línea por unidad de longitud, en lugar de la impedancia en paralelo por unidad de longitud y recordando que

$$y = \frac{1}{z_1}$$

$$\tilde{V} = \tilde{V}_R = \cosh \sqrt{zy} l + \tilde{I}_R \sqrt{\frac{z}{y}} \sinh \sqrt{zy} l \quad (1.37b)$$

$$\tilde{I} = \tilde{I}_R = \cosh \sqrt{zy} l + \tilde{V}_R \sqrt{\frac{y}{z}} \sinh \sqrt{zy} l \quad (1.38b)$$

El término

$$\sqrt{zz_1} = \sqrt{\frac{z}{y}} = z_c$$

Se llama impedancia característica de la línea.

Si se desprecia la resistencia en serie de la línea y se considera infinita la resistencia de aislamiento

$$z_c = \sqrt{zz_1} = \sqrt{jx_L(-jx_c)}$$

$$z_c = \sqrt{(j2\pi fL) \left(-j \frac{1}{2\pi fC}\right)}$$

$$z_c = \sqrt{\frac{L}{C}}$$

Puede verse que haciendo las simplificaciones antes citadas z_c es función únicamente de la inductancia y la capacitancia de la línea y tiene las dimensiones de una resistencia.

El término

$$\sqrt{\frac{z}{z_1}} = \sqrt{zy} = \gamma$$

se llama constante de propagación. Es un número complejo y podemos representar su parte real y su parte imaginaria en la siguiente forma:

$$\gamma = a + j\beta$$

La parte real a se llama constante de atenuación y la parte imaginaria β se llama constante de fase. La razón de estas denominaciones se explica a continuación.

Las ecuaciones 1.37 y 1.38 pueden expresarse en forma exponencial, haciendo uso de la ecuación de Euler

$$\cosh \gamma l = \frac{\epsilon^{\gamma l} + \epsilon^{-\gamma l}}{2}$$

$$\sinh \gamma l = \frac{\epsilon^{\gamma l} - \epsilon^{-\gamma l}}{2}$$

Sustituyendo las expresiones de $\cosh \gamma l$ y $\sinh \gamma l$ en las ecuaciones 1.37a y 1.38a

$$\begin{aligned} \tilde{V} &= \tilde{V}_R \frac{\epsilon^{\gamma l} + \epsilon^{-\gamma l}}{2} + \tilde{I}_R z_c \frac{\epsilon^{\gamma l} - \epsilon^{-\gamma l}}{2} \\ \tilde{V} &= \frac{\tilde{V}_R + \tilde{I}_R z_c}{2} \epsilon^{\gamma l} + \frac{\tilde{V}_R - \tilde{I}_R z_c}{2} \epsilon^{-\gamma l} \end{aligned} \quad (1.39)$$

$$\begin{aligned} \tilde{I} &= \tilde{I}_R \frac{\epsilon^{\gamma l} + \epsilon^{-\gamma l}}{2} + \tilde{V}_R \frac{1}{z_c} \frac{\epsilon^{\gamma l} - \epsilon^{-\gamma l}}{2} \\ \tilde{I} &= \frac{\tilde{I}_R + \tilde{V}_R \frac{1}{z_c}}{2} \epsilon^{\gamma l} + \frac{\tilde{I}_R - \tilde{V}_R \frac{1}{z_c}}{2} \epsilon^{-\gamma l} \end{aligned} \quad (1.40)$$

Expresando la constante de propagación en forma compleja

$$\gamma = a + j$$

$$\epsilon^{\gamma l} = \epsilon^{(a+j\beta)l} = \epsilon^{al} \times \epsilon^{j\beta l}$$

$$\epsilon^{-al} = \epsilon^{-(a+j\beta)l} = \epsilon^{-al} \times \epsilon^{-j\beta l}$$

$$\tilde{V} = \frac{\tilde{V}_R + \tilde{I}_R z_c}{2} \epsilon^{al} \times \epsilon^{j\beta l} + \frac{\tilde{V}_R - \tilde{I}_R z_c}{2} \epsilon^{-al} \times \epsilon^{-j\beta l} \quad (1.41)$$

$$\tilde{I} = \frac{\tilde{I}_R + \tilde{V}_R \frac{1}{z_c}}{2} \epsilon^{al} \times \epsilon^{j\beta l} + \frac{\tilde{I}_R - \tilde{V}_R \frac{1}{z_c}}{2} \epsilon^{-al} \times \epsilon^{-j\beta l} \quad (1.42)$$

En las ecuaciones 1.41 y 1.42 puede verse que la parte real de la constante de propagación γ , o sea, la constante de atenuación a , afecta únicamente a la magnitud del voltaje y de la corriente a lo largo de la línea, mientras que la parte imaginaria de γ , o sea $j\beta$, produce una variación del ángulo de fase.

2. COMPENSACION EN LINEAS DE TRANSMISION

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

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

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

2.1 Aplicación de capacitores al sistema de distribución

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

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

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

2.1.1. Corrección del factor de potencia

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

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

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

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

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

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

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

2.1.2 Corrección de voltaje

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

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

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

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

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

2.1.3. Perdidas en la línea

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

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

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

2.2 Capacitores de Potencia

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

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

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

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

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

2.3 Efectos de capacitores serie y derivación

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

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

$$P + j Q - j Q_c$$

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

X primera opción.

(x) segunda opción.

2.4 Ubicación optima

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

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

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

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

2.5 Armónicas

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

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

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

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

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

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

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

2.6 Tendencias de transmisión

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

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

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

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

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

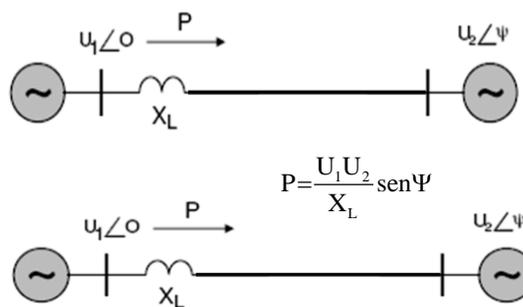


Fig. 2.1. Flujo de potencia activa entre dos nodos.

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

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

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

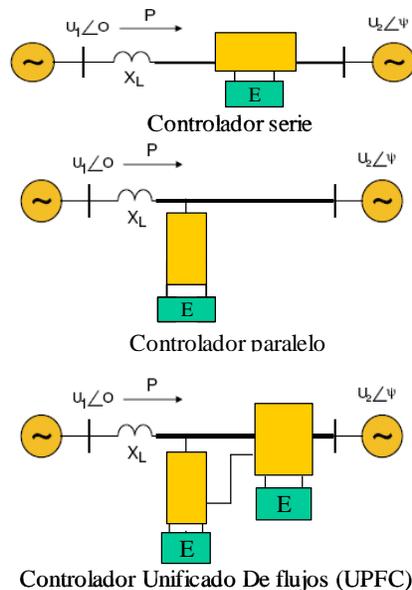


Fig. 2.2 Tipos genéricos de FACTS.

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

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

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

Algunos de estos controladores se clasifican de la siguiente forma:

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

2.6.1. Compensadores estáticos en derivación (shunt)

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

A. Reactor switchado por tiristor

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

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

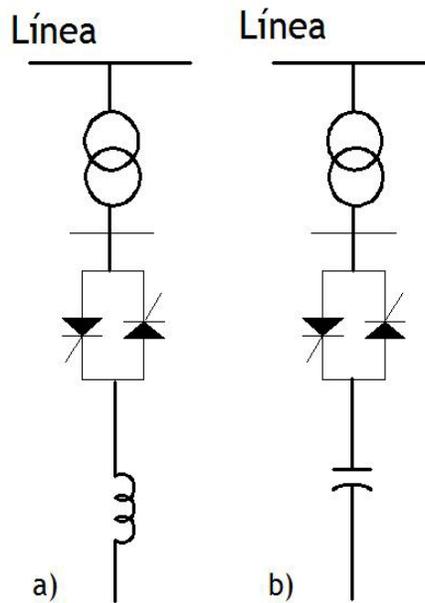


Fig. 2.3 Diagrama esquemático de (a) TSR (b) TSC

B. Capacitor switchado por tiristor (TSC)

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

C. Reactor controlado por tiristor (TCR)

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

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

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

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

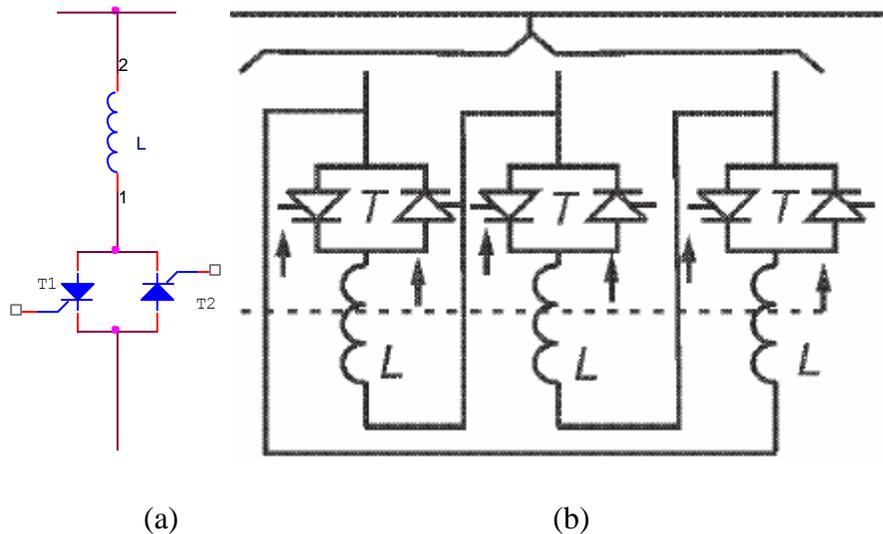


Fig. 2.4 (a) TCR básico (b) Puente TCR de 6 pulsos

D. Compensador estático de var (SVC)

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

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

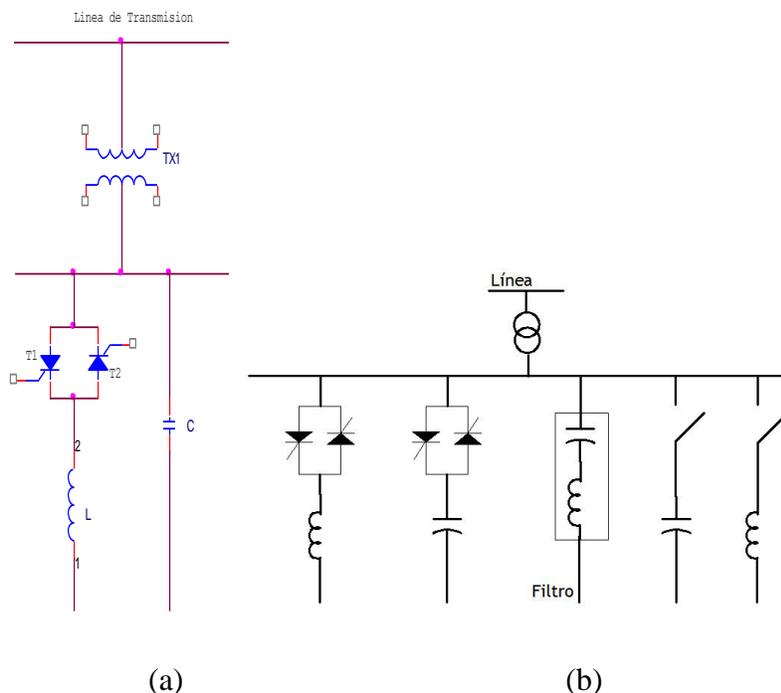


Fig. 2.5 Diagrama de línea del SVC (a) TCR – FC (b) TCR/TSR – TSC

E. Freno de resistor controlado por tiristor

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

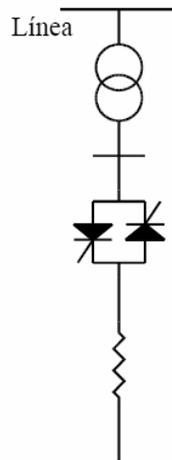


Fig. 2.6 Diagrama esquemático del TCBR

2.6.2. CONTROLADORES ESTATICOS SERIE

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

A. Capacitor serie switchheado por tiristor (TSSC)

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

B. Capacitor serie controlado por tiristor (TCSC)

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

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

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

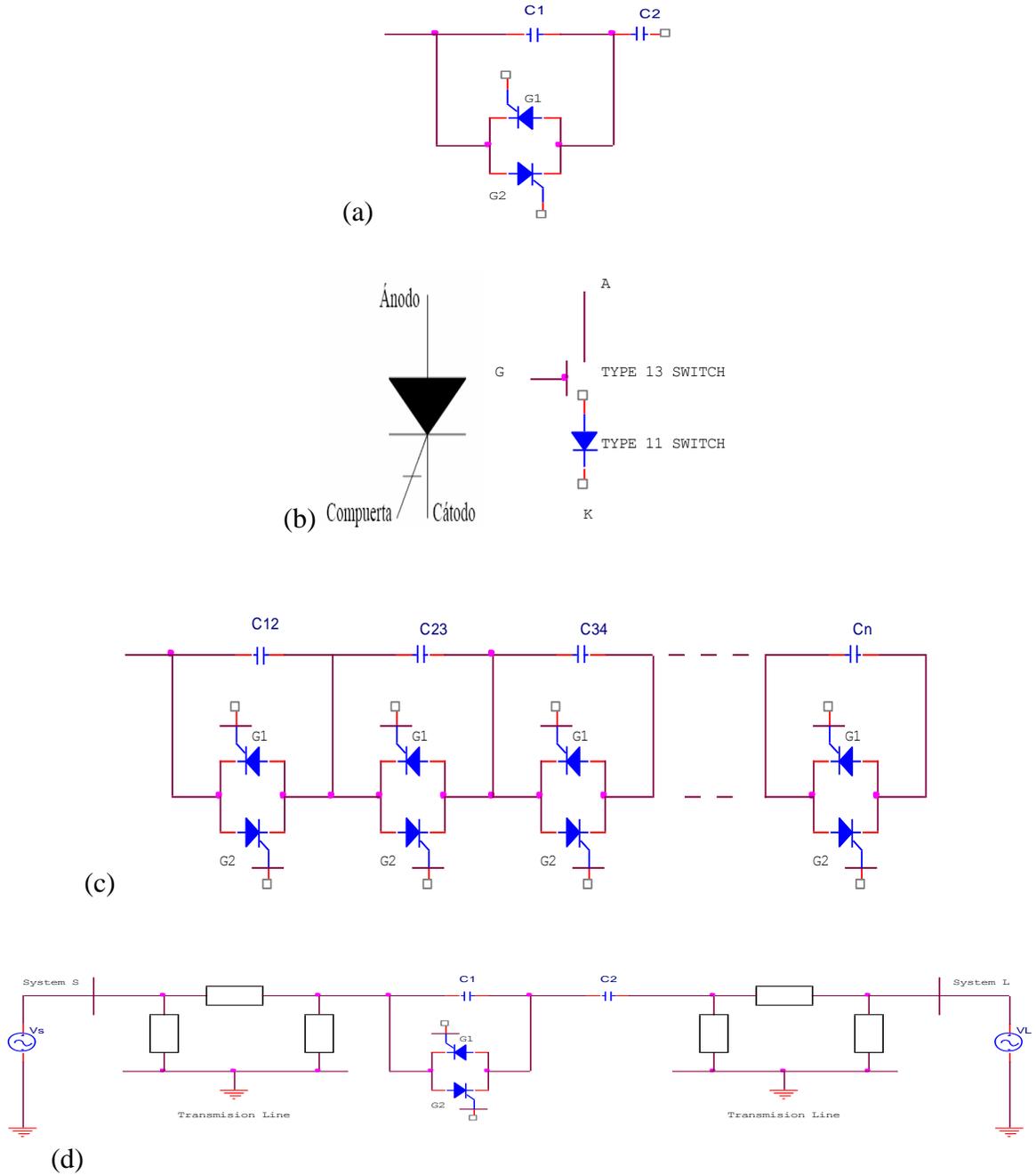


Fig. 2.7. (a) GTO – CSC (b) Modelo EMTP de un GTO (c) Modulo multi GTO – CSC (d) sistema de prueba con GTO – CSC.

D. Compensador serie avanzado (ASC)

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

2.6.3 Controladores serie y shunt combinados

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

A. Cambio estático de fase (SPS)

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

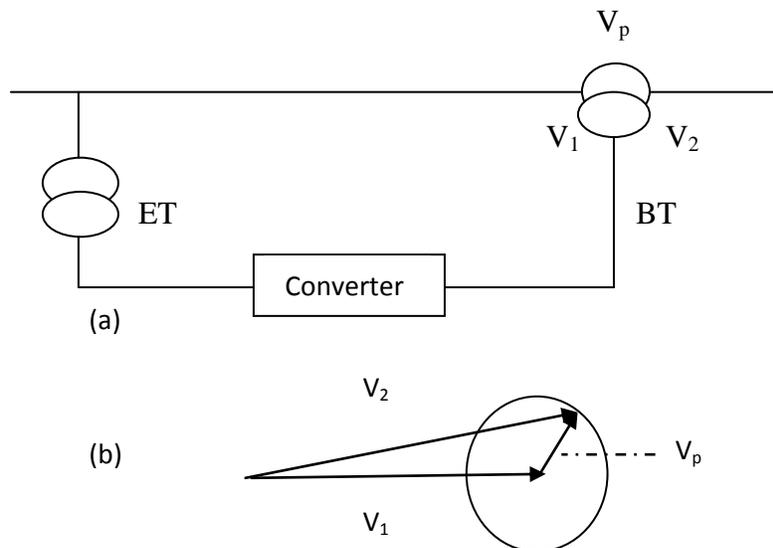


Fig. 2.8. (a) Diagrama esquemático del SPS (b) Diagrama fasorial.

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

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

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

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

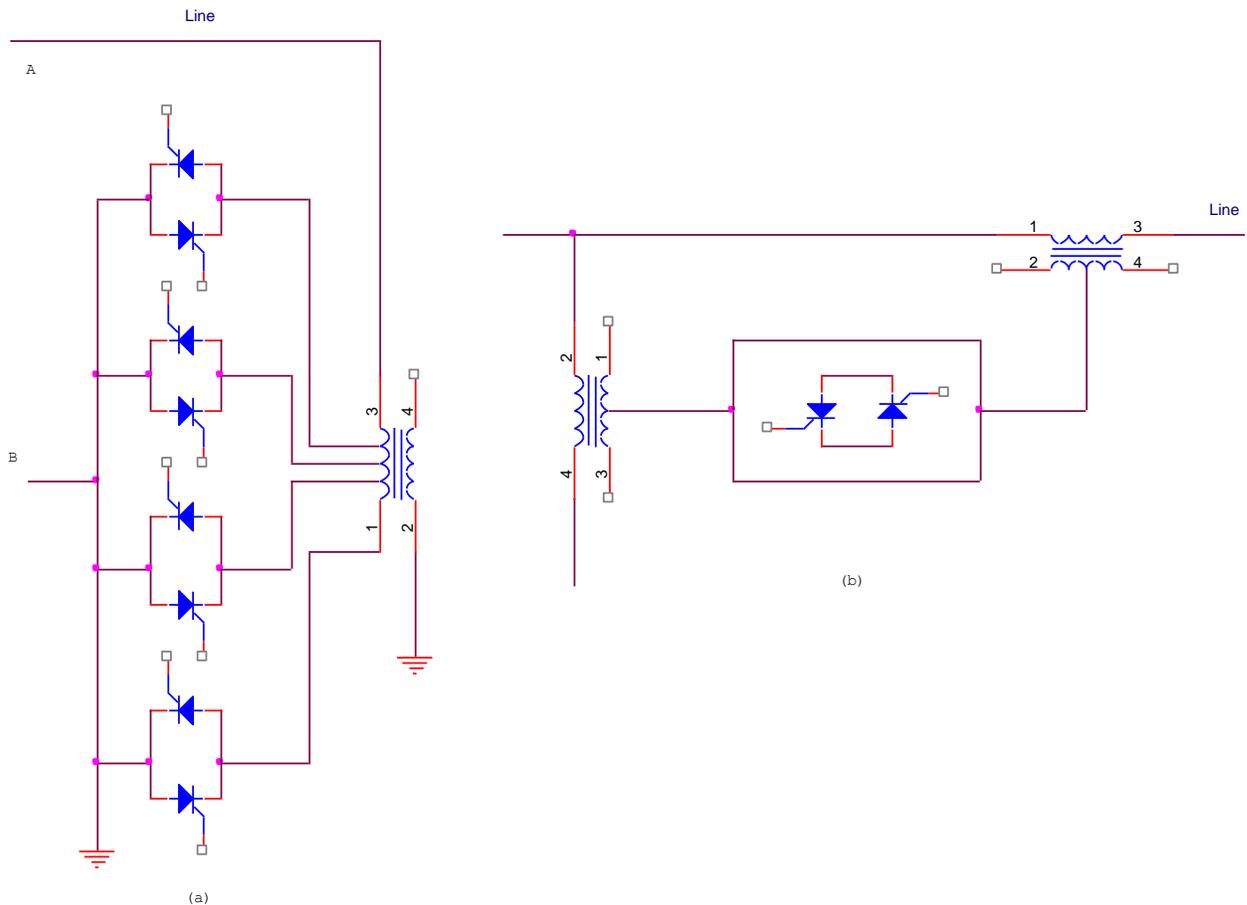


Fig. 2.9. (a) TCVMR basado en cambio de Tap (b) TCVMR basado en inyección de voltaje.

D. Transformador “Sen” (ST)

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

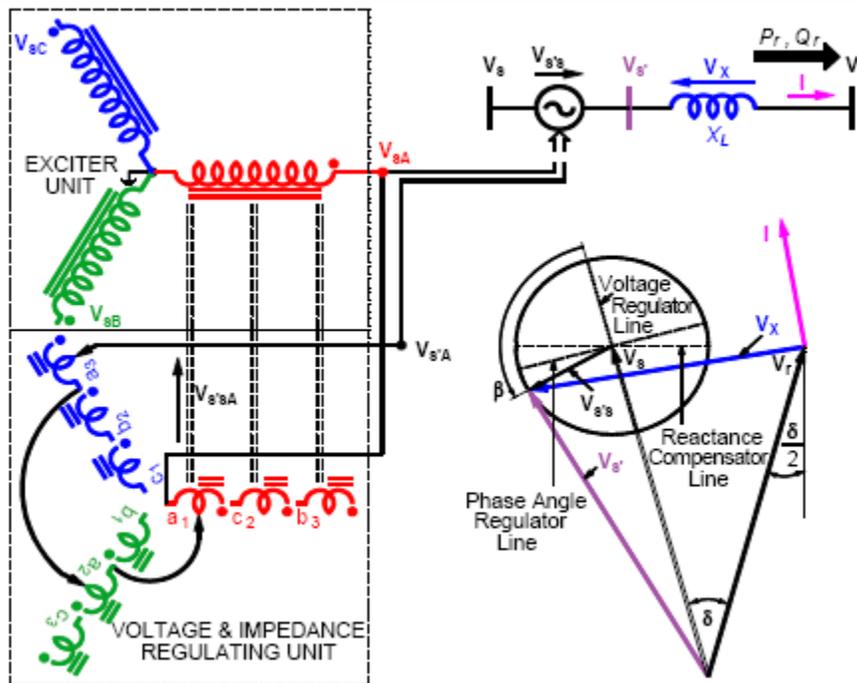


Fig. 2.10. Diagrama del circuito del ST

2.6.4 Controladores auxiliares

A. Amortiguador de resonancia (NGH-SSR)

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

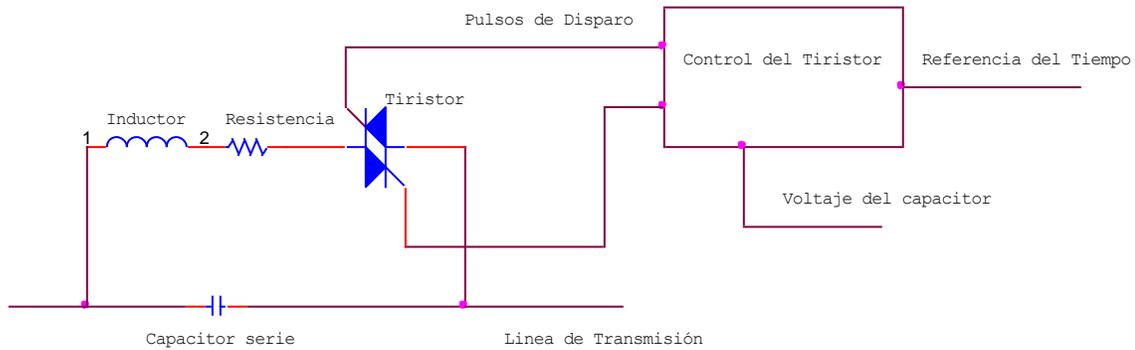


Fig. 2.11. Amortiguador de resonancia (NGH – SSR)

Su operación se basa en dos principios:

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

B. Limitador de voltaje controlado por tiristor (TCVL)

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

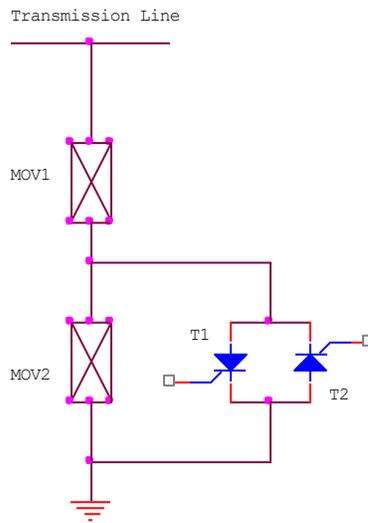


Fig. 2.12. Diagrama esquemático del TCVL

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

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

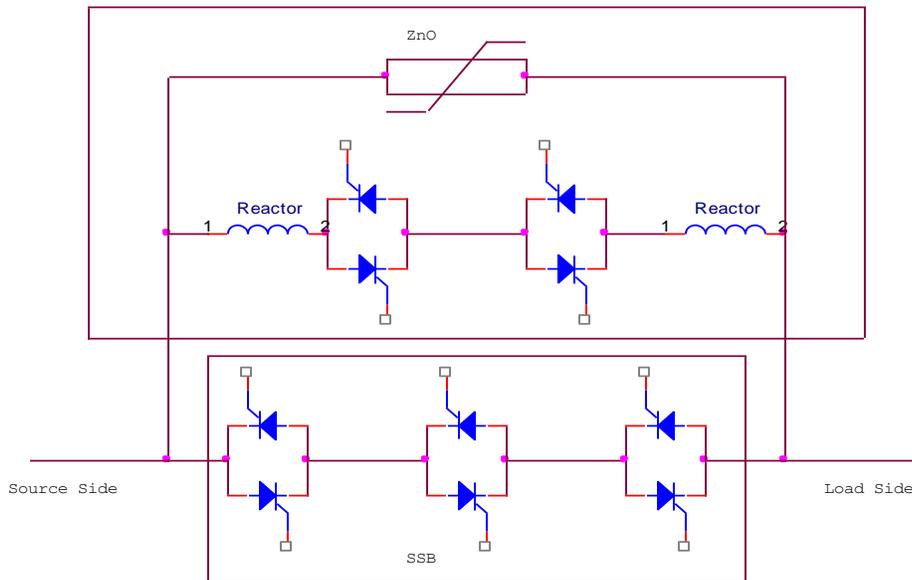


Fig. 2.13. Diagrama esquemático del SSB/FCL.

3. COMPENSACION SERIE EN LINEAS DE TRANSMISION

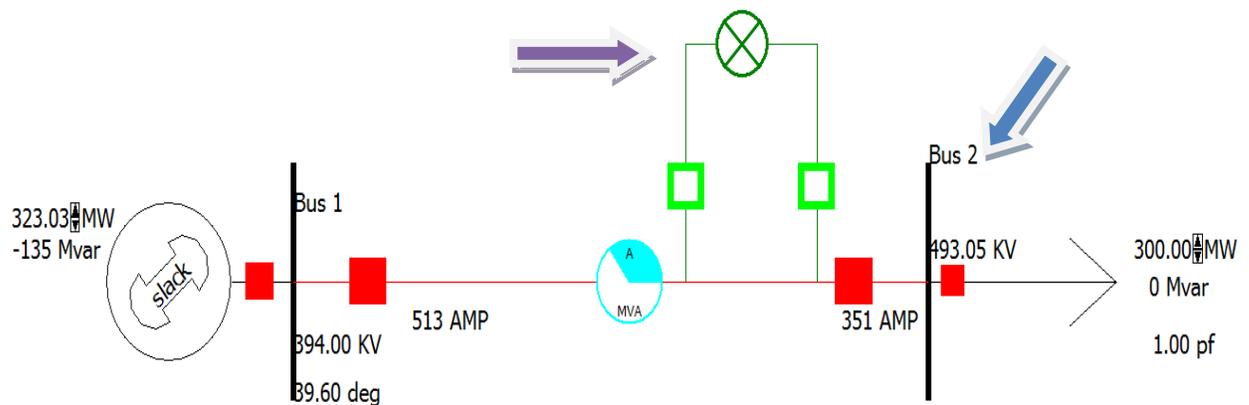
Los capacitores serie son aplicados para reducir la reactancia inductiva en las líneas de transmisión. Los beneficios de aplicar capacitores serie en una línea de transmisión incluye mejorar los márgenes de estabilidad, mucho mejor división de la carga en las vías en paralelo, habilidad de ajustar los niveles de carga de la línea, reducir las pérdidas de transmisión, y reducir la caída del voltaje en el sistema durante disturbios severos.

La aplicación de los capacitores serie es normalmente económica para líneas de longitud mayor a 200 millas. Sin embargo, estos pueden y tienen aplicaciones en líneas de longitud corta donde la línea es parte de una línea de transmisión larga (sistema). Típicamente, los capacitores serie son aplicados para compensar del 25% al 75% de la reactancia inductiva de la línea de transmisión.

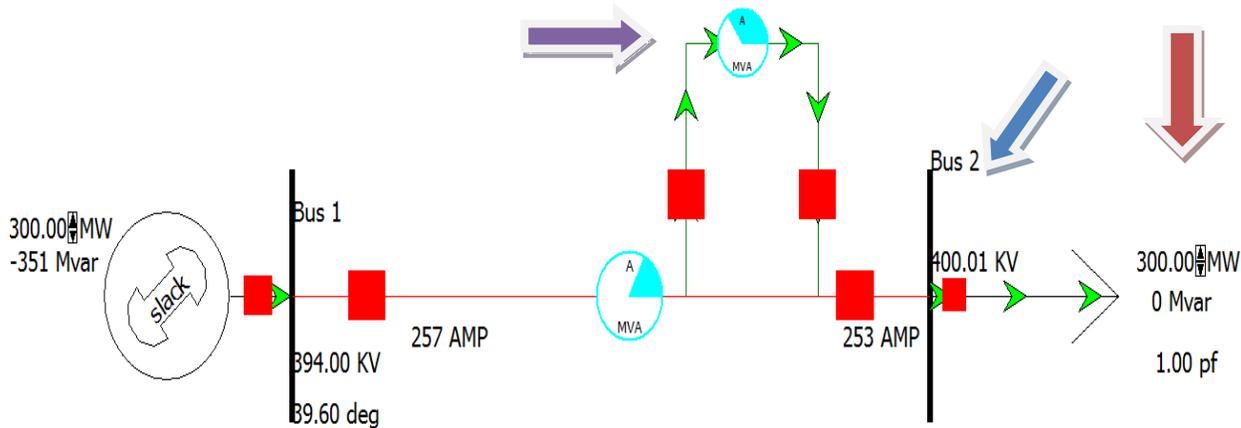
Los capacitores serie son expuestos a un amplio rango de corrientes como se ve en la figura 3.1 lo cual trae consigo voltajes largos a través de los capacitores. En general, el diseño de los capacitores que puedan resistir estos sobre voltajes no es muy económico, por lo tanto equipo adicional es usualmente aplicado para proteger al capacitor.

En las siguientes figuras se observa la simulación de una línea con capacitor serie y sin capacitor serie, se puede ver claramente como al entrar en operación el capacitor serie se corrige el voltaje y como se puede aumentar la potencia gracias al capacitor.

(a)



(b)



(c)

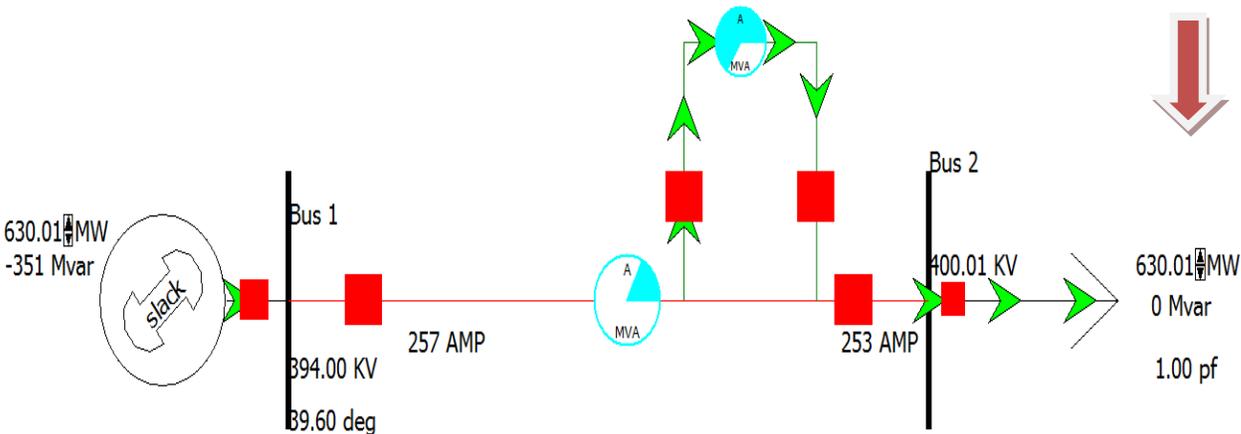


Figura 3.1. Simulación de la inserccion de un capacitor serie (a) Línea sin compensación, (b) Línea compensada, (c) Aumento de potencia gracias a la compensación

3.1 Situación actual de las líneas de transmisión existentes

La red de transmisión considera los niveles de tensión de 400, 230 y 161 kilovolts (kV). Al finalizar diciembre de 2009, esta red alcanzó una longitud de 49,250 km.

Longitud de líneas de transmisión (km)

Nivel de tensión (kV)	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010*
400	13,695	14,504	15,998	17,790	18,144	19,265	19,855	20,364	20,900	20,900
230	22,645	24,060	24,773	25,687	27,148	27,745	28,164	28,093	27,801	27,801
161	508	646	470	475	475	475	547	547	549	549
150	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	36,848	39,210	41,241	43,952	45,767	47,485	48,566	49,004	49,250	49,250

La transformación es el proceso que permite, utilizando subestaciones eléctricas, cambiar las características de la electricidad (tensión y corriente) para facilitar su transmisión y distribución. Ésta ha crecido en paralelo al desarrollo de la red de transmisión y distribución, contando a octubre de 2008 con 187,078 MVA, de los cuales 76.78% corresponde a subestaciones de transmisión y el restante 23.22% a subestaciones de distribución.

Capacidad en subestaciones (GVA)

Tipo de Subestación	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010*
Transmisión	113.6	119.7	125.1	128.8	134.7	137	141.7	143.8	147.1	147.2
Distribución	33.1	36.2	37.7	38.8	39.7	41	42.7	43.7	45.7	43.7
Total	146.6	155.9	162.8	167.6	174.4	178	184.4	187.5	192.8	190.9

GVA = un millón de kVA

La red de distribución esta integrada por las líneas de subtransmisión con niveles de tensión de 138, 115, 85 y 69 kilovolts; así como, las de distribución en niveles de 34.5, 23, 13.8, 6.6, 4.16 y 2.4 kV y baja tensión. A octubre de 2008, la longitud de estas líneas fue de 47,176 km y 627,880 km, respectivamente.

Longitud de líneas de distribución (miles de km)

Nivel de tensión (kV)	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010*
Subtransmisión										
138	1	1	1.3	1.3	1.4	1.4	1.4	1.4	1.5	1.5
115	36.1	38	38.7	40.1	40.8	42.2	43.3	42.7	42.3	42.3
85	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
69	3.3	3.3	3.3	3.2	3.2	3.2	3.1	3.1	3.0	3.0
Subtotal	40.7	42.6	43.6	44.9	45.6	46.9	47.9	47.3	46.8	46.8
Distribución										
34.5	61.7	62.7	63.6	64.7	66.3	67.4	69.3	70.4	71.8	71.8
23	24.6	25.8	26.3	27.4	27.9	28.6	29.1	29.8	30.7	30.7
13.8	246.3	251.7	257.4	264.5	269.4	273.2	278.1	286.3	289.1	289.4
6.6 1_/_	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.2	0.2
Baja tensión	221	222.1	225.1	230.2	233	236.6	239.3	245.9	250.0	250.3
Subtotal	554.3	563	573.2	587.5	597.1	606.3	616.3	633	641.8	642.4
Total de líneas	595.1	605.7	616.8	632.4	642.7	653.2	664.2	680.3	688.6	689.2
Total CFE 2_/_	632	644.9	658	676.4	688.4	700.7	712.8	729.3	737.9	738.5

1_/_/ Incluye tensiones de 4.16 y 2.4 kV
 2_/_/ El total incluye líneas de Transmisión

*Cifras a diciembre de 2009

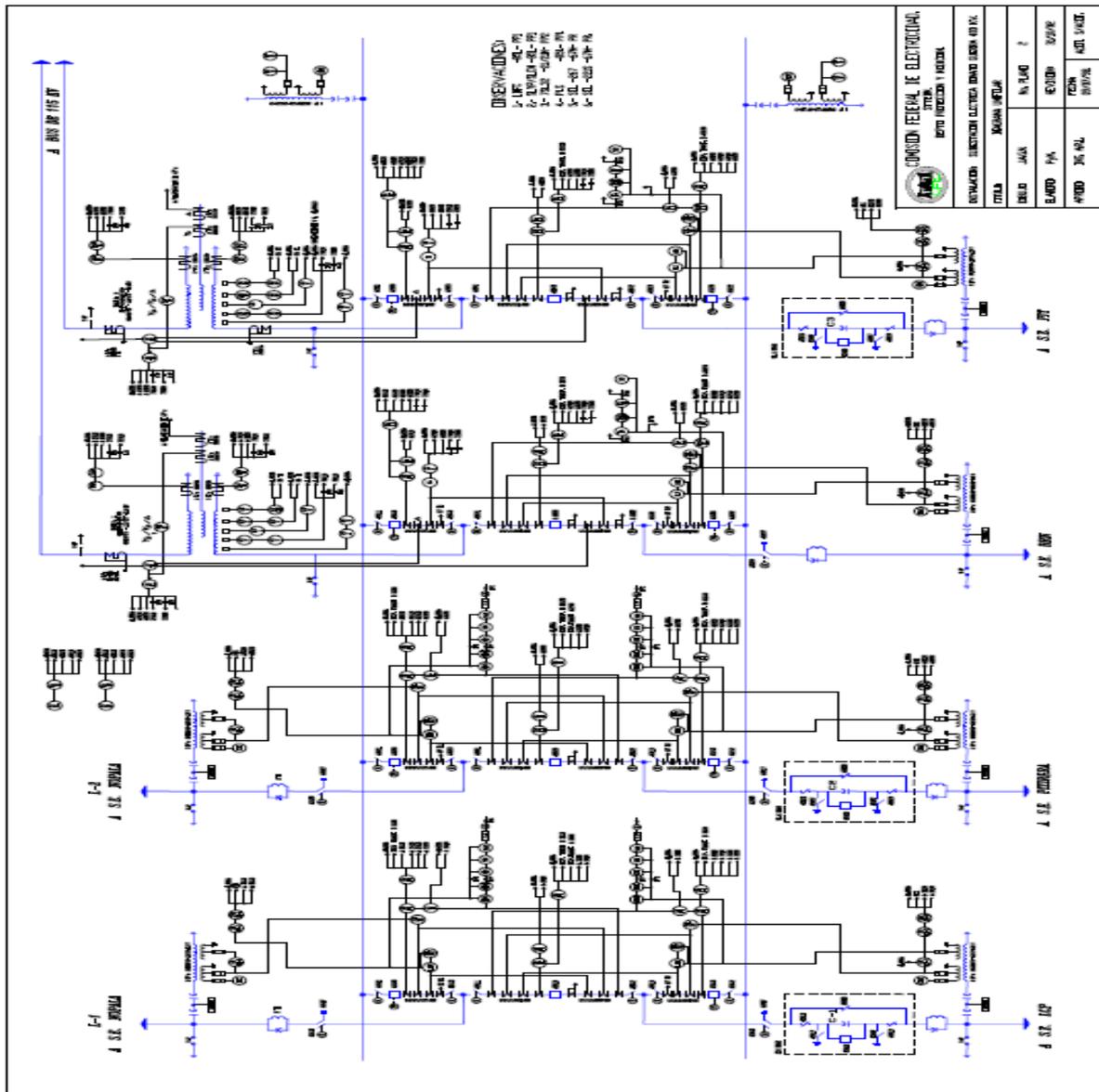


Fig. 3.2. Diagrama Unifilar Subestación Donato Guerra

Resaltamos el impacto de los últimos avances en las tecnologías soporte de los HVDC y FACTS, mencionando algunos de los beneficios obtenidos con dichos avances:

1. Control independiente mejorado de activa y reactiva
2. Menores pérdidas activas y reactivas en el switcheo de semiconductores
3. Disminución de requerimientos de compensación reactiva en los proyectos de HVDC y FACTS
4. Disminución de equipos pasivos de filtrado
5. Se aumenta la viabilidad del HVDC y de FACTS por disminución de costos del proyecto y costos de operación, con lo que la distancia de equilibrio en la construcción de una línea de AC y una de DC disminuye.

6. Potencialidad de nuevos negocios de servicios complementarios en transmisión como control de voltaje, control de flujo o soporte de estabilidad angular y de voltaje.
7. Baja potencia de cortocircuito en los enlaces HVDC

Podemos decir entonces, muy reducidamente por cuestiones de espacio, que con el estado actual de desarrollo de dichas tecnologías, al instalar proyectos de HVDC y FACTS desarrollamos los siguientes beneficios:

1. Instalación rápida: se pueden completar entre 12 y 18 meses.
2. Incremento de la capacidad del sistema, descongestionándola, eliminando cuellos de botella, escurriendo la red, y aprovechando realmente la capacidad instalada, con lo que se puede muchas veces aplazar la construcción de nuevas líneas de transmisión aéreas, lo cual es ambientalmente cuestionado actualmente.
3. Se aumenta la confiabilidad y controlabilidad del sistema, por su rápida respuesta e “inteligencia” intrínseca, ayudando a conservar la integridad de la red.
4. Al ser ambientalmente amigables, se pueden obtener beneficios fiscales, que pueden viabilizar más los proyectos.
5. Ya es más viable económicamente establecer conexiones robustas por medio de enlaces HVDC entre sistemas débiles, o cuando solo uno de ellos es débil, o se tengan diferentes frecuencias, maximizando la potencia que se puede transferir de un sistema al otro.

3.2. Prospectiva del Incremento de la transmisión de potencia en las líneas existentes

Es necesario hacer un planteamiento a futuro sobre la transmisión de potencia eléctrica, lo cual trae consigo diferentes situaciones como lo es la que se planteo desde un principio en esta tesis (que se tenga que transmitir mucho más potencia por una línea existente), estas situaciones necesitan soluciones y en cada caso adoptarlas.

Es por eso que cuando se plantea un proyecto se considera que en la búsqueda de optimizaciones parciales no se debe olvidar la optimización global del proyecto, tanto inicial como en el tiempo considerando el futuro crecimiento de la red, que deberá adaptarse siempre a un futuro lejano e incierto.

La vida del hombre se desarrolla mirando adelante, se responden preguntas, ¿que hacer mañana, en un mes, en un año, o mas allá?, los 10 años son una esperanza, un sueño. La vida de un país pujante piensa en un año, en 10 en 100 y más, ya que los hombres se suceden y el país permanece. Si bien el futuro es incierto, es necesario plantear un futuro posible, y este pondrá a la vista necesidades cuya satisfacción requiere a veces algún año de preparación, pensemos en el antiguo Egipto, sus años de vacas gordas y de vacas flacas obligaron a planear, construir para guardar.

Se planean las obras del futuro, una mezcla de sueño para el futuro lejano y urgencia para el futuro próximo. Indudablemente los sueños del futuro ayudan a construir el futuro, así se plantean obras, se comienzan a construir, se terminan (o no!), se utilizan (o no!), se aprovechan (o no!), se saturan (o no!), se deben replantear.

Concretemos en nuestro tema, frente a una línea de transmisión eléctrica, se puede tratar de un línea que ha crecido sin planes, sin control, y para ella se desea una línea nueva bien planteada y que prevea la expansión futura, siendo una línea con servicio eléctrico su potencia de transmisión es conocida, la nueva línea provocara un incremento transmisión de potencia, por otra parte la línea deberá ser satisfactoria por muchos años en los que crecerá la transmisión, el proyecto debe tener un estado final que permita transmitir mucho más potencia a futuro, e inicialmente se harán parte de las obras para que en el estado inicial se tenga optimo servicio, y se dejaran las provisiones para acompañar el desarrollo a medida que el consumo lo exija.

Aunque parezca que no vale la pena, también en áreas que fueron bien planeadas y se desarrollaron correctamente, puede ser útil plantear un estudio como arriba sugerido, quizás de este estudio se llegue a concluir que conviene ir haciendo cambios importantes, tratando de aprovechar más los adelantos tecnológicos, u otras acciones, como por ejemplo añadir un capacitor serie en la línea.

Necesitamos anticiparnos al futuro, antes de la crisis aparezca y colapse lo que hay. El desarrollo libre de obstáculos, genera necesidades y nos obliga a anticipar el futuro. Al soñar lo que se necesita nos basamos en cómo crece la generación de potencia, como aumenta la superficie que nuestra obra debe cubrir, son ideas que hacen tomar forma (si se realizan las obras) a nuestra realidad de mañana.

Una serie de factores que intervienen en el diseño de la red se encuentran bajo el control del proyectista, la elección de unos fija el valor de otros.

- Potencia transmitida
- Tensión de la línea
- Factor de potencia
- Impedancia de la línea
- Perdidas de la línea
- Tamaño, resistencia y reactancia de los conductores
- Costos

Con el correcto diseño de la línea se trata de obtener:

- Calidad aceptable del servicio
- Economía de diseño de la línea
- Combinación optima de la potencia de transmisión, tensiones y factor de potencia
- Correcto dimensionamiento de los circuitos con aceptable utilización de los componentes
- Selección de los puntos del sistema donde debe preverse económicamente inserción de capacitores

Veamos entonces el dato más importante que afecta el planteamiento de una línea

- Potencia de transmisión actual
- Aumento de la potencia
- Tensión de la línea, factor de potencia
- Modificación de la línea por la inserción de capacitores serie

El crecimiento que se plantea debe tener una opción optimista y una opción pesimista, en base a la que hoy puede preverse. Las condiciones inmediatas se pueden prever con la tasa de crecimiento actual, pero las condiciones del futuro deben considerar tasas de crecimiento basadas en periodos representativos, largos, el futuro lejano puede ser víctima de la saturación, o de la aparición de otras opciones que compiten.

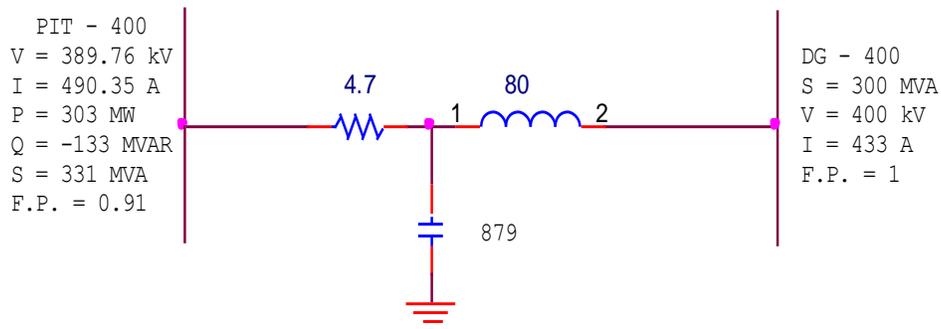
Hagamos un ejemplo, dos líneas unen generación y carga transmitiendo 3000 MW, el crecimiento es tal que a los 10 años se construye una tercera línea, y a los 5 años una cuarta... las obras son cada vez más rápidamente amortizadas, se aprovechan más rápidamente, pero las inversiones son cada vez más frecuentes, las soluciones técnicas deben ser cada vez más rápidas (y en consecuencia de visión más corta), no se pago un crédito que hay que contraer otro... estos hechos denuncian que la solución es equivocada.

Como parte de esta solución se proponen los capacitores serie en líneas de transmisión, ya que con estos se ahorra en costos y espacio, evitando así problemas con los permisos y con los terrenos o con el área donde se trabajara, problemas de frontera y de terreno deformado e inadecuado, etc.

3.2.1. Análisis de líneas existentes con compensación y sin compensación.

En esta sección encontraremos TRES casos de análisis de la línea PIT-DOG-400 donde se analizan varios casos de operación con compensación y sin compensación.

- 1) TRANSMISION DE 300 MVA, F.P = 1 EN DONATO GUERRA, sin compensación.



$$V_z = I_R \left[\frac{R}{2} + \frac{jX_L}{2} \right]$$

$$\tilde{V}_T = \tilde{V}_R + \tilde{I}_R \left[\frac{R}{2} + \frac{jX_L}{2} \right] = (230.9401[KV]) + (433)[A] \left(\frac{4.7}{2} + \frac{j80}{2} \right)$$

$$\tilde{V}_T = [231.9576 + j17.320][KV]$$

$$\tilde{V}_T = 232.6033[KV] \angle 4.27^\circ$$

$$\tilde{I}_c = \frac{\tilde{V}_T}{-jX_c} = \frac{232.6033[KV] \angle 4.27^\circ}{879[\Omega] \angle -90} = 264.3227[A] \angle 94.27^\circ$$

$$\tilde{I}_c = [-19.7042 + j263.8881][A]$$

$$\tilde{I}_G = \tilde{I}_R + \tilde{I}_c = 433 - 19.7042 + j263.8881[A]$$

$$\tilde{I}_G = [413.2957 + j263.8881][A]$$

$$\mathbf{490.3573[A] \angle 32.55^\circ}$$

$$\tilde{V}_G = \tilde{V}_T + \tilde{I}_G \left[\frac{R}{2} + j \frac{X_L}{2} \right]$$

$$= [231.9576 + j17.320][KV] + [413.2957 + j263.8881] \left[\frac{4.7}{2} + j \frac{80}{2} \right]$$

$$[222.3733 + j34.4719][KV]$$

$$225.0293[KV] \angle 8.81$$

$$\sqrt{3} * [225.0293[KV]]$$

$$\mathbf{389.7622[KV] \angle 8.81^\circ + 30^\circ}$$

$$S_G = P_G + jQ_G = V_G I_G^*$$

$$S_G = ([222.3733 + j34.4719])[KV] (413.2957 - j263.8881)[A]$$

$$S_G = 101.0013[MW] - j44.4347[MVAR]$$

$$S_G = 110.3436[MVA]$$

$$S_{G3\phi} = 3(110.3436) = \mathbf{331.0310[MVA]}$$

$$P_{G3\phi} = 3(101.0013)[MW] = \mathbf{303.0041[MW]}$$

$$Q_{G3\phi} = 3(-44.4347)[MVAR] = -133.3043[MVAR]$$

$$F.P = \cos \theta = \cos(8.81 - 32.55)$$

$$= 0.91$$

$$I_0 = \frac{\tilde{V}_G}{\frac{R}{2} + j\frac{X_L}{2} - jX_C}$$

$$I_0 = \frac{[222.3733 + j34.4719][KV]}{\left[\frac{4.7}{2} + j\frac{80}{2} - j879\right][\Omega]}$$

$$I_0 = (-40.3441 + j265.1586)[A]$$

$$V_{R_0} = -jX_C \tilde{I}_0$$

$$V_{R_0} = -j879(-40.3441 + j265.1586)$$

$$= [233.0744 + j35.4625][KV]$$

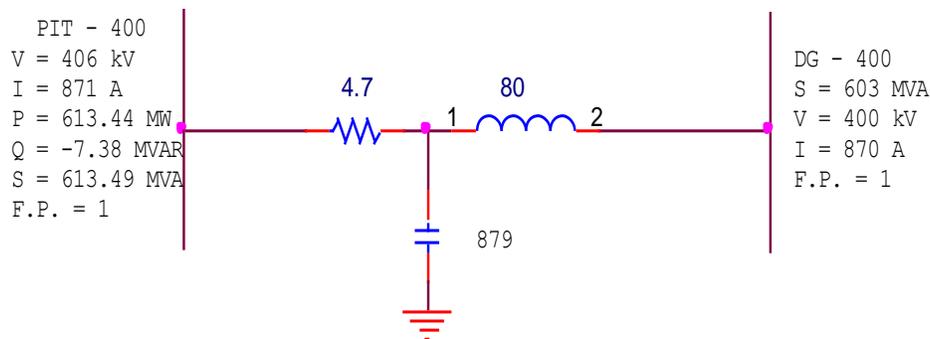
$$= 235.7568[KV]$$

$$\%Reg = \frac{V_{R_0} - V_R}{V_R} \times 100$$

$$= \frac{235.7568[KV] - 230.9401[KV]}{230.9401[KV]} \times 100$$

$$= 2.08\%$$

2) TRANSMISION DE 603 MVA, F.P = 1 EN DONATO GUERRA, sin compensación



$$V_z = I_R \left[\frac{R}{2} + \frac{jX_L}{2} \right]$$

$$\tilde{V}_T = \tilde{V}_R + \tilde{I}_R \left[\frac{R}{2} + \frac{jX_L}{2} \right] = (230.9401[KV]) + (870)[A] \left(\frac{4.7}{2} + \frac{j80}{2} \right)$$

$$\tilde{V}_T = [232.9846 + j34.8][KV]$$

$$\tilde{V}_T = 235.5692[KV] \angle 8.49^\circ$$

$$\tilde{I}_c = \frac{\tilde{V}_T}{-jX_c} = \frac{235.5692[KV] \angle 8.49^\circ}{879[\Omega] \angle -90} = 267.9968[A] \angle 98.49^\circ$$

$$\tilde{I}_c = [-39.5904 + j265.0564][A]$$

$$\tilde{I}_G = \tilde{I}_R + \tilde{I}_c = 870 - 39.5904 + j265.0564[A]$$

$$\tilde{I}_G = [830.4095 + j265.0564][A]$$

$$\mathbf{871.6851[A] \angle 17.70^\circ}$$

$$\tilde{V}_G = \tilde{V}_T + \tilde{I}_G \left[\frac{R}{2} + j \frac{X_L}{2} \right]$$

$$= [232.9846 + j34.8][KV] + [830.4095 + j265.0564] \left[\frac{4.7}{2} + j \frac{80}{2} \right]$$

$$[224.3338 + j68.6392][KV]$$

$$234.5996[KV] \angle 17.01$$

$$\sqrt{3} * [234.5996[KV]]$$

$$\mathbf{406.3385[KV] \angle 17.01^\circ + 30^\circ}$$

$$S_G = P_G + jQ_G = V_G I_G^*$$

$$S_G = ([224.3338 + j68.6392])[KV] (830.4095 - j265.0564)[A]$$

$$S_G = 204.4821[MW] - j2.4624[MVAR]$$

$$S_G = 204.497[MVA]$$

$$\mathbf{S_{G3\phi} = 3(204.4821) = 613.491[MVA]}$$

$$\mathbf{P_{G3\phi} = 3(204.4821)[MW] = 613.4465[MW]}$$

$$Q_{G3\phi} = 3(-2.4624)[MVAR] = -7.3873[MVAR]$$

$$F.P = \cos \theta = \cos(17.01 - 17.70)$$

$$= 0.99999$$

$$I_0 = \frac{\tilde{V}_G}{\frac{R}{2} + j\frac{X_L}{2} - jX_C}$$

$$I_0 = \frac{[224.3338 + j68.6392][KV]}{\left[\frac{4.7}{2} + j\frac{80}{2} - j879\right][\Omega]}$$

$$I_0 = (-81.0611 + j267.6094)[A]$$

$$V_{R_0} = -jX_C \tilde{I}_0$$

$$V_{R_0} = -j879(-81.0611 + j267.6094)$$

$$= [235.2286 + j71.2527][KV]$$

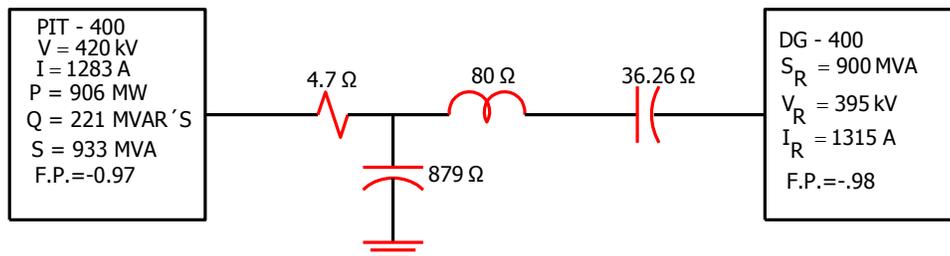
$$= 245.7834[KV]$$

$$\%Reg = \frac{V_{R_0} - V_R}{V_R} \times 100$$

$$= \frac{245.7834[KV] - 230.9401[KV]}{230.9401[KV]} \times 100$$

$$= 6.42\%$$

3) TRANSMISIÓN DE 900 MVA, F.P.=-0.98 EN DONATO GUERRA.



$$V_z = I_R \left[\frac{R}{2} + \frac{jX_L}{2} - jX_S \right]$$

$$\tilde{V}_T = \tilde{V}_R + \tilde{I}_R \left[\frac{R}{2} + \frac{jX_L}{2} - jX_S \right] = \left(\frac{395[KV]}{\sqrt{3}} \right) + (1290.83 - j250.91)[A] \left(\frac{4.7}{2} + \frac{j80}{2} - j36.26 \right)$$

$$\tilde{V}_T = [232.0251 + j4.238][KV]$$

$$\tilde{V}_T = 232.063[KV] \angle 1.04^\circ$$

$$\tilde{I}_c = \frac{\tilde{V}_T}{-jX_c} = \frac{232.063[KV] \angle 1.04^\circ}{879[\Omega] \angle -90^\circ} = 264.008[A] \angle 91.04^\circ$$

$$\tilde{I}_c = [-4.821 + j263.9649][A]$$

$$\tilde{I}_G = \tilde{I}_R + \tilde{I}_c = 1290.83 - j250.91 - 4.821 + j263.9649[A]$$

$$\tilde{I}_G = [1286.009 + j13.054][A]$$

$$\mathbf{1286.0752[A] \angle 0.58^\circ}$$

$$\tilde{V}_G = \tilde{V}_T + \tilde{I}_G \left[\frac{R}{2} + j \frac{X_L}{2} \right]$$

$$= [232.0251 + j4.238][KV] + [1286.009 + j13.054] \left[\frac{4.7}{2} + j \frac{80}{2} \right]$$

$$[234.562 + j55.709][KV]$$

$$241.087[KV] \angle 13.36^\circ$$

$$\sqrt{3} * [241.087[KV]]$$

$$\mathbf{417.576[KV] \angle 13.36^\circ + 30^\circ}$$

$$S_G = P_G + jQ_G = V_G I_G^*$$

$$S_G = ([234.562 + j55.709])[KV](1286.009 - j13.054)[A]$$

$$S_G = 298.5868[MW] + j70.915[MVAR]$$

$$S_G = 306.8925[MVA]$$

$$\mathbf{S_{G3\phi} = 3(306.8925) = 920.6777[MVA]}$$

$$\mathbf{P_{G3\phi} = 3(298.5868)[MW] = 895.7604[MW]}$$

$$Q_{G3\phi} = 3(70.915)[MVAR] = 212.745[MVAR]$$

$$F.P = \cos \theta = \cos(13.36 - 0.58)$$

$$= 0.97$$

$$I_0 = \frac{\tilde{V}_G}{\frac{R}{2} + j\frac{X_L}{2} - jX_C}$$

$$I_0 = \frac{[234.562 + j55.709][KV]}{\left[\frac{4.7}{2} + j\frac{80}{2} - j879\right][\Omega]}$$

$$I_0 = (-65.6156 + j279.757)[A]$$

$$V_{R_0} = -jX_C \tilde{I}_0$$

$$V_{R_0} = -j879(-65.6156 + j279.757)$$

$$= [245.9064 + j57.6761][KV]$$

$$= 252.579[KV]$$

$$\%Reg = \frac{V_{R_0} - V_R}{V_R} \times 100$$

$$= \frac{252.579[KV] - 228.05[KV]}{228.05[KV]} \times 100$$

$$= 10.75\%$$

4. Características de los capacitores

Como ya se menciona anteriormente los elementos de compensación son necesarios para la adecuada operación de sistemas eléctricos de potencia. Estos pueden clasificarse de diversas maneras, de acuerdo a su principio de funcionamiento, propósito y la forma en que se conectan al sistema, pudiendo ser ajustables o fijos, para controlar voltaje y potencia reactiva o potencia activa, de ahí que se utilicen junto con otros componentes como varistores, reactores, interruptores, relevadores etc. En este capítulo se verán algunos de estos conceptos que nos permitirán conocer las características de los capacitores conectados en serie.

Los siguientes puntos son características fundamentales para los bancos de capacitores serie:

- a) Voltaje nominal del sistema. La máxima potencia continua del sistema, la tensión rms de fase a fase por lo cual el sistema de aislamiento de fase a tierra es diseñado es diseñado.
- b) Frecuencia nominal. La frecuencia (medida en Hz) del sistema de potencia para el cual el banco del capacitor es diseñado.
- c) Reactancia Nominal (X_C). La reactancia capacitiva para cada fase del banco de capacitores serie en su frecuencia nominal con una temperatura dieléctrica interna de 25 °C.

La tolerancia máxima para esta reactancia se muestra en la Tabla 4.1.

Bank three-phase Mvar	Maximum difference of any phase from rated reactance	Maximum reactance difference among phases
Less than 30 Mvar	±5%	3%
30 Mvar or more	±3%	1%

TABLA 4.1

El cambio de la reactancia con la temperatura ambiente en una frecuencia nominal será inferior al 0.1% por °C.

La reactancia total por fase se dividirá entre el número de segmentos, tal como lo defina el comprador.

d) Corriente Nominal continua (I_R). La corriente rms del capacitor o el banco de capacitores será capaz de llevar la frecuencia nominal y un rango de temperatura ambiente nominal.

e) tensión nominal de segmento (V_R). La tensión nominal rms a través de un segmento, cuando el segmento lleva corriente nominal.

f) Potencia reactiva nominal (Q_R). La característica de la potencia reactiva para el banco, es determinada a partir de la reactancia nominal y de la corriente nominal por fase, puede ser calculada utilizando la ecuación (4.1):

$$Q_R = 3I_R^2 X_C \quad (4.1)$$

dónde

Q_R es la potencia reactiva en MVar,

I_R es la corriente nominal (kA),

X_C es la reactancia nominal de cada fase (ohms).

4.1. Temperatura Ambiente

Los equipos de capacitores serie deberán estar diseñados para energización, operación continua y sobrecargas de tiempo corto en un ambiente al aire libre con un rango de temperatura ambiente, tal como se especifica por parte del comprador. Esto se aplicará a todo el equipo que se asocia con el banco de capacitores serie localizado al aire libre. El calentamiento causado por la proximidad de algunos equipos de los bancos de capacitores serie y por la exposición a la luz del sol se tendrán que tomar en cuenta en la fase de diseño.

En el caso de equipos de bancos de capacitores serie, tales como la protección de nivel de tierra y control que se encuentren ubicados en el edificio de control, el diseño del equipo interior será de acuerdo con el rango de temperatura dentro del edificio.

4.2. Componentes de corriente

Los bancos de capacitores serie deberán ser capaces de soportar la corriente nominal continua, las oscilaciones de corriente del sistema, las cargas de emergencia, las fallas del sistema de potencia, y en algunas aplicaciones, corrientes armónicas. Algunas de estas condiciones se ilustran en la figura 4.1. Estas cantidades son por lo general especificadas por el comprador y pueden incluir distintos valores para insertarse y dejar de lado los modos de operación.

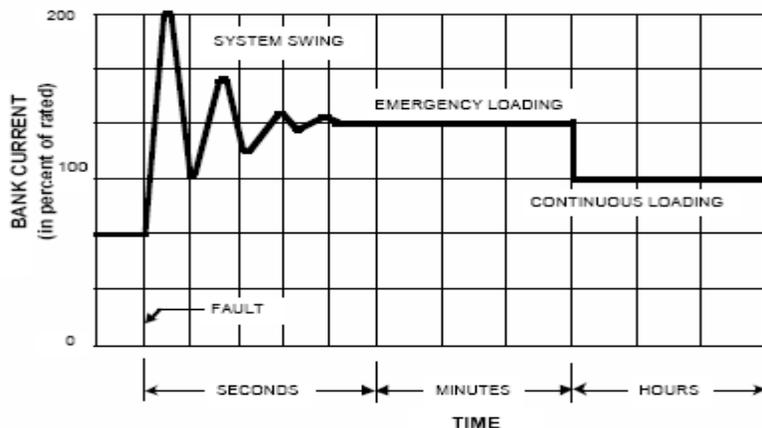


FIGURA 4.1

4.2.1. Modo de operación inserción de banco

4.2.1.1 Unidades capacitoras

La capacitancia de un segmento se realiza mediante la conexión de unidades de capacitores en serie o en paralelo para proporcionar la reactancia capacitiva con las características de corriente continua. Los capacitores deberán también ser diseñados para soportar corrientes altas, como las experimentadas durante las cargas de emergencia (normalmente 30 min), sistema de oscilaciones, y las fallas, tal como se especifique por parte del comprador. Estos requisitos pueden repercutir en el diseño.

Las unidades capacitoras deberán ser diseñadas para resistir la corriente nominal continua especificada, las cargas de emergencia, las oscilaciones de corriente, y las fallas del sistema de potencia con el máximo desequilibrio del capacitor para lo cual el control y el sistema de protección permitirá al banco permanecer en servicio.

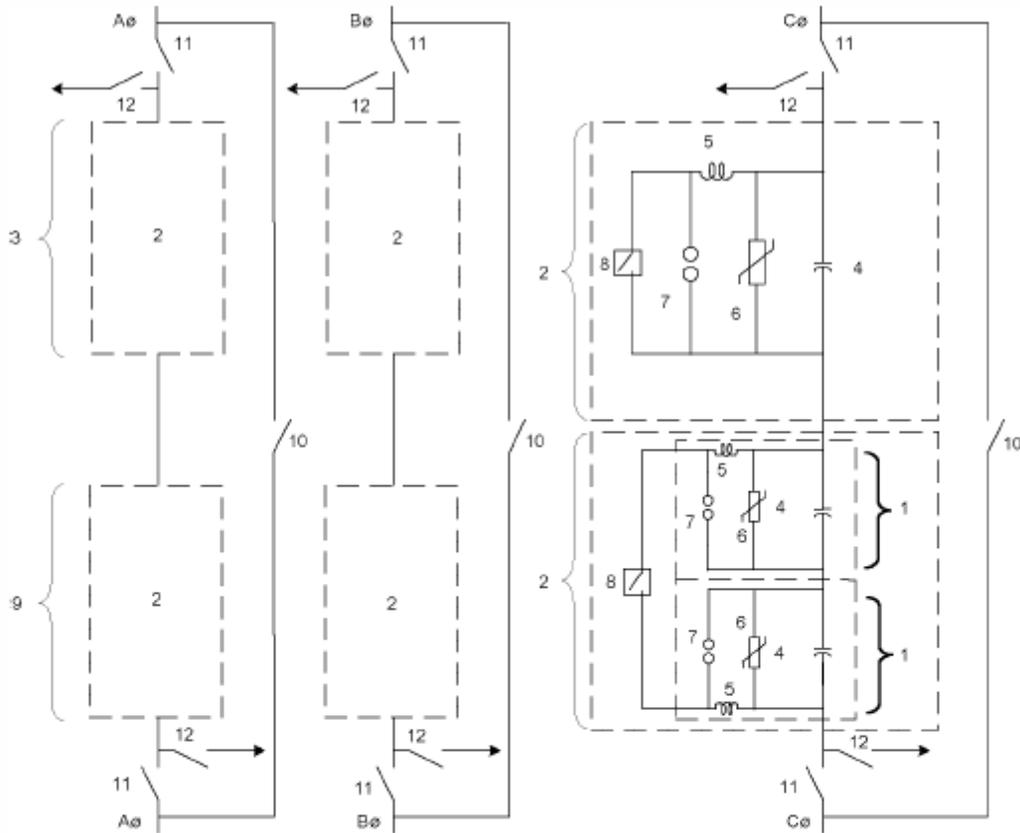
Los fusibles del capacitor, ya sea interno o externo, deberá ser diseñado para funcionar correctamente para las corrientes de banco del 50% de corriente nominal hasta e incluyendo las condiciones de falla del sistema de potencia.

4.2.1.2. Reactor limitador de corriente de descarga

Normalmente, el reactor limitador de corriente de descarga está conectado como se muestra en la figura 4.2, y, por tanto, no jala corriente cuando el banco es insertado. Sin embargo, en algunas aplicaciones el reactor limitador de corrientes de descarga es conectado en serie con los capacitores. Este arreglo se utiliza con poca frecuencia para reducir las pérdidas donde el segmento es a menudo desviado y se puede utilizar para eliminar magníficamente

el potencial de la corriente de armónicas donde el reactor está en paralelo con el capacitor durante la operación de desviación (bypass). También se utiliza para reducir la operación sobre el interruptor de desconexión utilizado normalmente en paralelo con el banco.

Si el reactor limitador de corriente de descarga esta en serie con los capacitores, el reactor será evaluado para soportar las mismas magnitudes de corriente y duraciones que sean necesarias por el segmento capacitor.



- 1—Subsegment (1ϕ)
- 2—Segment (1ϕ)
- 3—Switching step (3ϕ) or module (3ϕ)
- 4—Capacitor units
- 5—Discharge current limiting reactor
- 6—Varistor
- 7—Bypass gap
- 8—Bypass switch
- 9—Additional switching steps when required
- 10—External bypass disconnect switch
- 11—External isolating disconnect switch
- 12—External grounding disconnect switch
- 3, 9—Included in a series capacitor bank
- 3, 9, 10, 11, 12—Included in a series capacitor installation

FIGURA 4.2

4.2.1.3. Varistor

La corriente a través del segmento capacitor produce una presión de tensión a través del varistor. El varistor será diseñado para resistir estas presiones. El nivel de protección del varistor deberá estar suficientemente arriba de la tensión producida durante una oscilación del sistema, para evitar una absorción excesiva de energía durante la oscilación.

4.2.1.4. Interruptor Bypass y gap bypass

Como en el caso de los varistores, el interruptor bypass (desviación) y el gap bypass están también expuestos a tensiones resultantes de las corrientes a través de los capacitores. Además, este equipo está expuesto a nivel de tensión de protección durante fallas del sistema de potencia. Este equipo deberá ser diseñado para soportar estas tensiones.

4.2.2. Modo de operación banco bypass

La continuidad, emergencias, oscilaciones, y las corrientes de falla específicas para este modo de operación pueden ser diferentes de los seleccionados para el modo de inserción de banco basado en las consideraciones operacionales del sistema de potencia. Por tanto, el comprador también deberá especificar las características de corriente para este modo de operación.

4.2.2.1. Reactor limitador de corrientes de descarga

Cuando reactor limitador de corriente de descarga está en la posición típica en la parte del bypass (como se muestra en la Figura 4.2), el circuito está expuesto a la continuidad, emergencias, oscilaciones, las corrientes de falla específicas para este modo de operación. El circuito deberá ser diseñado para estas condiciones. La duración máxima de la corriente de falla será la condición de despeje de falla intensa (regulando por medio de relevadores el sistema de potencia) se define como parte del ciclo de trabajo de la falla para el banco, a menos que el comprador especifica 1, 2 o 3 requisitos.

Si se anticipan corrientes armónicas importantes en la línea de transmisión, estas corrientes deben ser especificadas por el comprador como condiciones anormales del servicio. Las corrientes de armónicas pueden ser importantes porque, si el interruptor bypass está en la posición cerrada, el reactor está en paralelo con los capacitores. En este circuito inductor / capacitor en paralelo pueden circular corrientes armónicas que son mayores en magnitud que los presentes en la línea de transmisión. Esta amplificación puede ser significativa para las frecuencias armónicas que están cerca de la frecuencia natural de el circuito inductor / capacitor paralelo. En tales circunstancias, es necesario que la reactancia inductiva se seleccione para reducir al mínimo la amplificación de la corriente de armónicas y que el reactor sea diseñado a resistir armónicos, además una función de protección puede ser implementada para cerrar el bypass desconectando el interruptor en caso de exceso de corriente de armónicas en el reactor. Si el banco esta a menudo en condición de bypass y la corriente de armónicas en la línea de transmisión es importante, puede ser conveniente

eliminar la amplificación de la corriente de armónicas del inductor / capacitor en paralelo localizando al reactor limitador de corriente de descarga en serie con los capacitores. Sin embargo, este arreglo puede afectar la magnitud de la tensión a través de los capacitores durante las fallas del sistema de potencia.

4.2.2.2. Capacitores

Cuando el banco se encuentra en el modo de bypass, la corriente de la potencia – frecuencia en los capacitores es muy pequeña. Sin embargo, si las condiciones de la corriente de armónicas mencionadas en el punto anterior (4.2.2.1) prevalecerán, los capacitores también pueden llevar corriente de armónicas significativa. El diseño del capacitor deberá tener esto en cuenta.

4.2.2.3. Interruptor Bypass

El interruptor bypass es expuesto a la continuidad, a emergencias, oscilaciones, y corrientes de falla especificadas para este modo de operación. El interruptor deberá ser diseñado para estas condiciones, así como tener la capacidad de abrir con éxito e insertar el banco de capacitores a un nivel de protección del varistor y resistir las corrientes transitorias que se producen durante el cierre bypass del banco.

4.3. Limitación de voltaje durante fallas en el sistema de potencia

Los bancos de capacitores serie tendrán principalmente un limitador de tensión a través de cada segmento o subsegmento durante las fallas del sistema de potencia. El dispositivo de protección debe limitar el pico de tensión potencia – frecuencia del nivel de protección para todas las fallas sistema de potencia u otras condiciones especificadas por el comprador. Cada segmento o subsegmento será capaz de resistir las tensiones limitadas del dispositivo de protección según lo establecido por el proveedor o especificaciones del comprador.

La magnitud de tensión del nivel de protección del dispositivo de protección de un segmento tiene la relación que se muestra en la ecuación (4.2):

$$V_{pL} = (pu)V_R\sqrt{2} \quad (4.2)$$

Dónde

V_{pL} es la magnitud pico de tensión del nivel de protección,

V_R es la tensión rms nominal del segmento,

pu es la magnitud por unidad del nivel de protección.

4.4. Niveles de aislamiento Fase a tierra

El aislamiento de fase-tierra de los banco de capacitores serie se deberá cumplir los niveles de resistencia especificados por el comprador. Estos niveles deben ser compatibles con los de la práctica estándar de las subestaciones cerca teniendo en cuenta que la tensión en los soportes aislados de la plataforma pueden ser más elevados que la tensión en la subestación. En las tablas 4.2 y 4.3 se tienen diversos niveles de aislamiento que son compatibles con las normas ANSI e IEC. Para las instalaciones de elevaciones significativamente por encima de 1000 m, un aumento del BIL es necesario.

Los valores especificados se aplicarán a los aisladores de la plataforma a tierra, a los aisladores de la línea a tierra, al interruptor bypass, y a los aisladores del equipo de comunicaciones de la plataforma a tierra.

Maximum system voltage (phase-to-phase) V_m (kV rms)	Withstand		
	Low-frequency, short-duration withstand voltage (phase-to-ground) (kV rms)	Basic lightning impulse insulation level (phase-to-ground) BIL (kV crest)	Basic switching impulse insulation level (phase-to-ground) BSL (kV crest)
15	34	95 110	
26.2	50	150	
36.2	70	200	
48.3	95	250	
72.5	95 140	250 350	
121	140 185 230	350 450 550	
145	230 275 325	450 550 650	
169	230 275 325	550 650 750	
242	275 325 360 395 480	630 750 825 900 975 1050	
362		900 975 1050 1175 1300	650 750 825 900 975 1050

TABLA 4.2

Maximum system voltage (phase-to-phase) V_m (kV rms)	Withstand		
	Low-frequency, short-duration withstand voltage (phase-to-ground) (kV rms)	Basic lightning impulse insulation level (phase-to-ground) BIL (kV crest)	Basic switching impulse insulation level (phase-to-ground) BSL (kV crest)
550		1300 1425 1550 1675 1800	1175 1300 1425 1550
800		1800 1925 2050	1300 1425 1550 1675 1800

NOTE—This table shows several withstand voltages for a given maximum rated voltage. The selected voltages are based on proper insulation coordination.

TABLA 4.2 continuación

Maximum system voltage (kV rms)	Withstand		
	BIL (kV pk)	Switching impulse wet (kV pk)	Power frequency 1 min wet (kV rms)
12	75		28
17.5	95		38
24	125		50
36	170		70
52	250	—	95
72.5	325	—	140
123	450 550	—	185 230
145	550 650	—	230 275
170	650 750	—	275 325
245	850 950 1050	—	360 395 460

TABLA 4.3

Maximum system voltage (kV rms)	Withstand		
	BIL (kV pk)	Switching impulse wet (kV pk)	Power frequency 1 min wet (kV rms)
300	950 950 1050	750 850 850	
362	1050 1050 1175	850 950 950	
420	1175 1300 1425	950 1050 1050	
525	1425 1425 1550	1050 1175 1175	
765	1800 1950 2100	1300 1425 1550	

NOTES
 1—Switching surge withstand is not defined for system voltages 245 kV and below.
 2—Power-frequency withstand is not defined for system voltages 300 kV and above.
 3—The introduction of Um = 550 kV (instead of 525 kV), 800 kV (instead of 765 kV), of a value between 765 kV and 1200 kV and of the associated standard withstands voltages, is under consideration.

TABLA 4.3 continuación

4.5. Niveles de aislamiento para el equipo y aislamiento en plataforma

Los niveles de aislamiento de los aislantes y del equipo montado de los capacitores series sobre la plataforma de apoyo son en referencia a la plataforma. Para las instalaciones en las elevaciones por encima de 1000 m, el aumento de los niveles de aislamiento puede ser requerido.

La resistencia a la humedad de los aisladores y del equipo en la plataforma será seleccionada basada en el nivel de protección establecido por el dispositivo de protección, mediante la ecuación (4.3). La relación aplicada al aislamiento a través del segmento entero utilizando el nivel de protección para el segmento. También se aplica al aislamiento dentro del segmento utilizando el nivel de protección a través de esa parte del segmento.

$$K_{PFW} \geq 1.2 \times V_{PL} / \sqrt{2} \tag{4.3}$$

Dónde

V_{PFW} es el nivel de resistencia a la humedad de la tensión potencia - frecuencia,

V_{PL} es la magnitud de tensión pico del nivel de protección.

5. CASO PRACTICO DE COMPENSACION SERIE

5.1. Planteamiento del problema

REPOTENCIACIÓN DE LT'S PITIRERA-DONATO GUERRA 1 Y 2

Para las LT's Pitirera-Donato Guerra 1 y 2, actualmente tienen capacitores serie de 96.9 MVAR y pueden transmitir hasta 658 MVA, se propuso incrementar la capacidad de los capacitores serie a 228 MVAR y poder transmitir hasta 1003 MVA lo cuál es posible si se transmite a factores de potencia cercanos a la unidad (en S.E. Donato Guerra ≥ -0.99), para FP's menores a -0.99 no es posible transmitir los 1003 MVA ya que se rebasa la clase de voltaje de los equipos primarios (420 KV) en la S.E. Pitirera. Desde el punto de vista operativo del sistema de potencia sólo se podrán transmitir 900 MVA a un FP en Donato Guerra de -0.98 y así sucesivamente se disminuye la potencia de transmisión a medida que el FP de transmisión también es menor. Para la toma de decisión sobre la repotenciación de los capacitores serie, es muy importante evaluar su costo ya que involucra adquirir por capacitor serie: 588 unidades capacitoras, 21 racks para alojar 28 unidades, 3 reactores de amortiguamiento, 3 varistores y puentes de conexión para los 7 racks por fase, además de considerar al mismo proveedor de los capacitores serie.

5.2 Análisis de parámetros

RESUMEN DEL ANÁLISIS DE LA OPERACIÓN DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN PITIRERA–DONATO GUERRA, L1 Y L2.

Caso	Transmisión de:	Parámetros en S.E. Pitirera					Parámetros en S.E. Donato Guerra					Observaciones
		Voltaje (kV)	Corriente (Amp 's)	Potencia Real (P) (MW)	Potencia Reactiva (Q) (VAR)	Factor de Potencia	Voltaje (kV)	Corriente (Amp 's)	Potencia Real (P) (MW)	Potencia Reactiva (Q) (VAR)	Factor de Potencia	
5.1	603 MVA, FP = 1.0	406.8	871	613.7	-3.5	1.0	400	870	603	0	1.0	LT sin Compensación
5.2	658 MVA, FP = 1.0	396.7	980	671	-54	+ 0.997	400	950	658	0	1.0	Capacitor Serie a 96.9 MVAR, Cap. Nominal
5.3	658 MVA, FP = -0.98	410.5	929	658	64	- 0.99	400	950	645	130	- 0.98	Capacitor Serie a 96.9 MVAR, Cap. Nominal
5.4	811 MVA, FP = 1.0	402	1193	831	8	1.0	400	1170	811	0	1.0	Transmisión de la potencia natural de la LT.
5.5	811 MVA, FP = -0.98	418.7	1142	814	153	- 0.98	400	1170	795	160	- 0.98	Transmisión de la potencia natural de la LT.
5.6	1003 MVA,	409	1463	1033	104	- 0.99	400	1447	1003	0	1.0	Capacitor Serie a su Capacidad nominal 228

	FP = 1.0											MVAR
5.7	1003 MVA, FP = -0.99	424	1427	1022	231	- 0.975	400	1447	993	141	- 0.99	Capacitor Serie a su Capacidad nominal 228 MVAR
5.8	1003 MVA, FP = -0.98	430	1412	1012	284	- 0.96	400	1447	983	199	- 0.98	Capacitor Serie a su Capacidad nominal 228 MVAR
5.9	900 MVA, FP = -0.98	423.8	1267	905	211	- 0.97	400	1299	882	179	- 0.98	Capacitor Serie a 184 MVAR
5.10	603 MVA, FP = -0.99	422	835	607	66	- 0.99	400	870	597	85	- 0.99	LT sin compensación
5.11	900 MVA, FP = -0.98	420	1283	906	221	- 0.97	395	1315	882	179	- 0.98	Capacitor Serie a 188 MVAR

ANÁLISIS – REPOTENCIACIÓN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN PITIRERA-DONATO GUERRA (LT's PIT – DG 1 Y 2).

Situación actual de los capacitores serie de líneas Pitirera – Donato Guerra 1 y 2, S.E. Donato Guerra.

Diagrama unifilar fase “A”

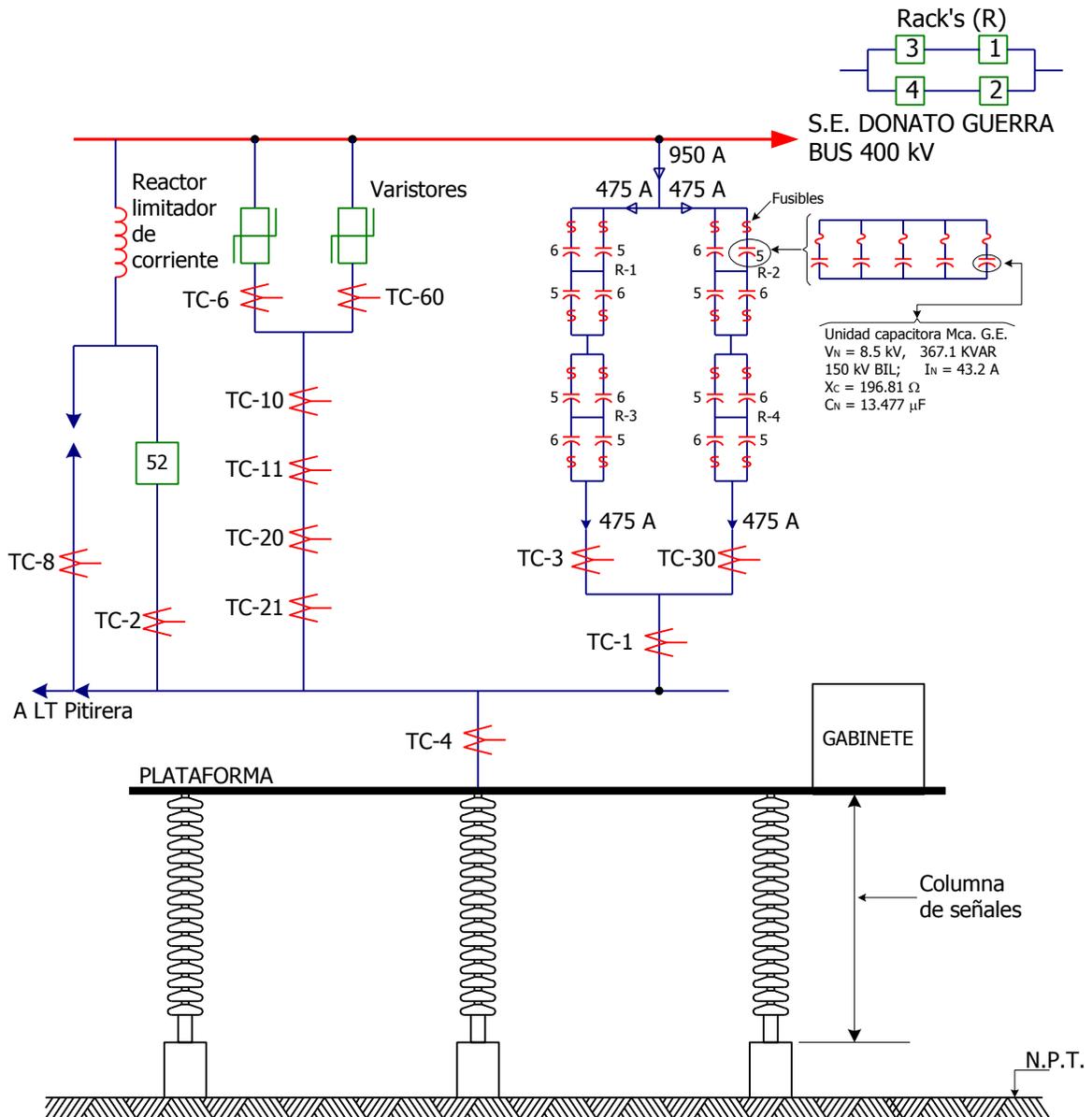


Fig. 5.1 Conexión del Capacitor serie Diagrama Unifilar Fase A

Unidad Capacitora Mca G.E.

$$V_N = 8.5 \text{ kV} \quad Q_C = 367.1 \text{ KVAR}$$

$$150 \text{ kV BIL} \quad I_N = 43.2 \text{ A}$$

$$X_C = 196.81 \Omega$$

$$C_N = 13.447 \mu\text{F}$$

Número de unidades capacitoras por fase:

$$4 \text{ Racks con } 22 \text{ unidades capacitoras} = 88 \text{ unidades capacitoras}$$

Capacidad de potencia reactiva por fase:

$$\text{KVAR}_{1\phi} = 88 (367.1) = 32300 \text{ KVAR} \Leftrightarrow 32.3 \text{ MVAR.}$$

Reactancia capacitiva por fase:

Reactancia capacitiva de unidad capacitora:

$$X_C = \frac{V_N^2}{Q_C}$$

$$X_{C(U.C.)} = \frac{8.5^2}{.3671} = 196.81 \Omega$$

Reactancia capacitiva de 11 u.c. en paralelo.

$$X_{C11U.C.} = \frac{X_{C(U.C.)}}{\# U.C.}$$

$$X_{C11U.C.} = \frac{196.81}{11} = 17.892 \Omega$$

Reactancia capacitiva por pierna de fase:

$$X_{C_{PIERNA}} = (\# \text{ arreglos en la pierna})(X_{C11U.C.})$$

$$X_{C_{PIERNA}} = 4 (17.892) = 71.568 \Omega$$

Reactancia capacitiva por fase:

$$X_{C_{\phi}} = \frac{X_{C_{PIERNA}}}{\# \text{ PIERNAS}}$$

$$X_{C_{\phi}} = \frac{71.568 \Omega}{2} = 35.784 \Omega$$

Corriente del capacitor serie a su potencia nominal:

$$I_C = (\# \text{ U. C por RACK})(I_N)$$

$$I_C = 11 (43.188) (2) = 950 \text{ A}$$

Diferencia de potencial del capacitor serie a su potencia nominal:

$$V_{C_{\phi}} = X_{C_{\phi}} I_C$$

$$V_{C_{\phi}} = (35.784) (950) = 34000 \text{ V} \Leftrightarrow 34 \text{ kV}$$

Potencia reactiva nominal trifásica:

$$Q_{3\phi} = 3X_C I_C^2$$

$$Q_{3\phi} = (35.784) (950)^2 (3) = 96.9 \text{ MVAR}$$

Capacitancia por Fase:

$$C_1 = 5(13.477) = 67.38 \mu F$$

$$C_2 = 2(67.38) = 134.76 \mu F$$

$$C_R = \frac{134.76}{2} = 67.38 \mu F$$

$$C_P = \frac{67.38}{2} = 33.69 \mu F$$

$$C_\phi = 33.69 + 33.69 = 67.38 \mu F$$

REPOTENCIACIÓN DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN PITIRERA – DONATO GUERRA L1 y L2 (PROPUESTA 258.72 MVAR).

Cada fase contará con 2 piernas formadas por 7 grupos serie con 14 unidades capacitoras en paralelo por grupo. (Ver diagrama unifilar)

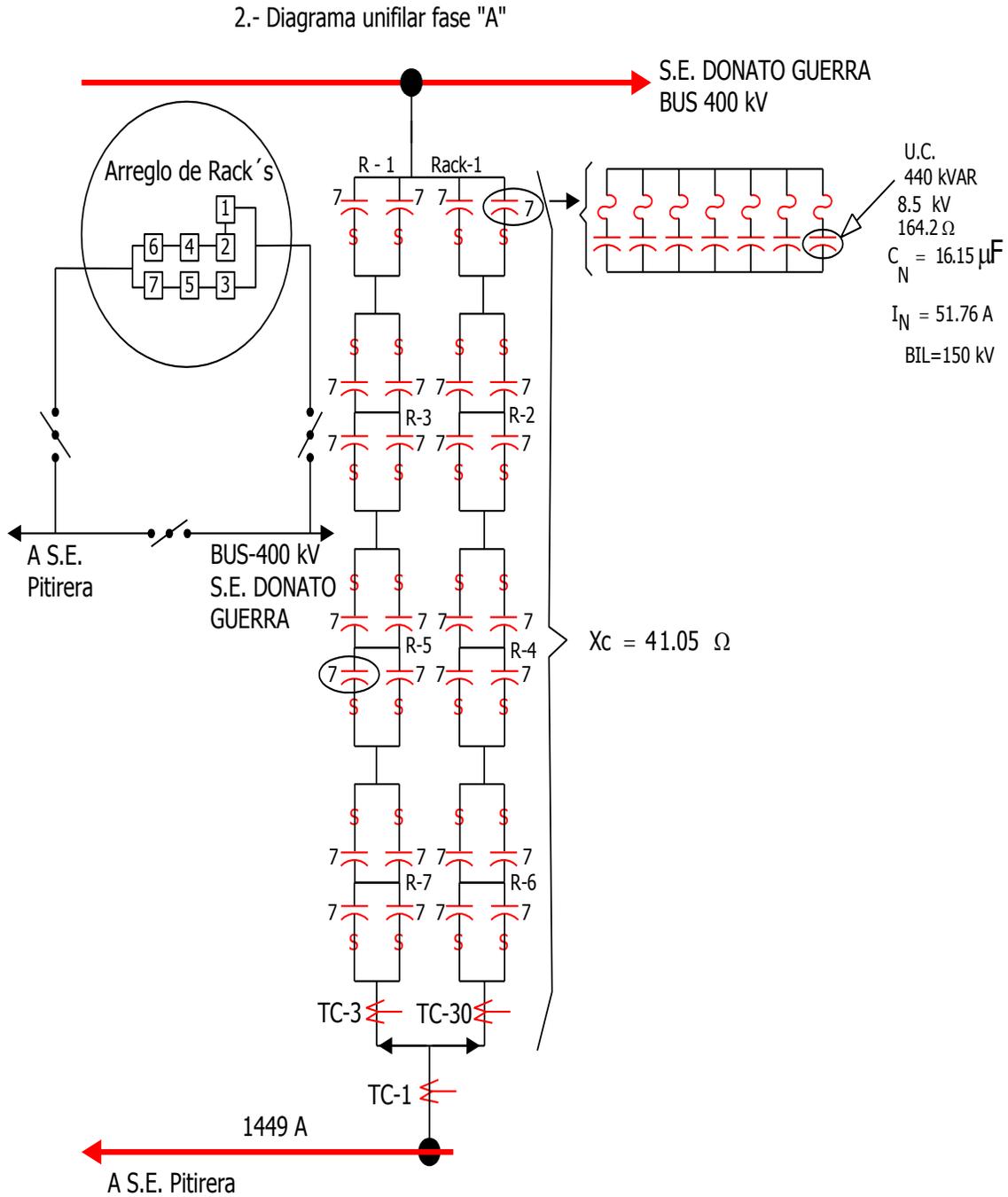


Fig. 5.2. Diagrama Unifilar Fase A Propuesta

Potencia reactiva nominal de unidades capacitoras (u.c.) para tener una Q trifásica de 258.72 MVAR.

Potencia reactiva nominal por fase:

$$\frac{258.72}{3} = 86.24 \text{ MVAR}$$

Total de u.c. por fase:

$$2 (14) (7) = 196 \text{ u.c.}$$

Capacidad de u.c. $Q_{\phi} = \frac{86240 \text{ KVAR}}{196} = 440 \text{ KVAR}$

Voltaje nominal de u.c.:

$$V_N = 8.5 \text{ kV}$$

El voltaje nominal del interruptor de bypass es de 63 kV; por tanto se selecciona el voltaje de u.c. de tal manera que la suma de los 7 grupos serie sea menor a 63 kV.

$$7 (8.5) < 63 \text{ kV}; \quad 59.5 \text{ kV} < 63 \text{ kV}$$

Datos nominales de las unidades capacitoras (u.c):

$$\begin{array}{lll} V_N = 8.5 \text{ kV}; & Q_N = 440 \text{ KVAR}; & X_C = 164.2 \Omega \\ C_N = 16.1537 \mu\text{F}; & I_N = 51.76 \text{ A}; & 150 \text{ kV} - \text{BIL} \end{array}$$

Reactancia capacitiva por fase:

Reactancia capacitiva de 14 u.c. en paralelo.

$$X_{C14U.C.} = \frac{X_{C(U.C.)}}{\# U.C.}$$
$$X_{C14U.C.} = \frac{164.2}{14} = 11.72 \Omega$$

Reactancia capacitiva por pierna de fase:

$$X_{CPIERNA} = (\# \text{ arreglos en la pierna})(X_{C14U.C.})$$
$$X_{CPIERNA} = 7(11.72) = 82.10 \Omega$$

Reactancia capacitiva por fase:

$$X_{C\phi} = \frac{X_{CPIERNA}}{\# PIERNAS}$$
$$X_{C\phi} = \frac{82.10 \Omega}{2} = 41.05 \Omega$$

Corriente nominal por fase a potencia nominal del capacitor serie:

$$I_{N\phi} = (14)(51.76)(2)$$

$$I_{N\phi} = 1449.4 \text{ AMP}$$

Capacidad de corriente máxima de emergencia por 30 min.

$$I_{MÁX.} = 1.15 (1449.4) \dot{=} 1667 \text{ A} \Leftrightarrow 1155 \text{ MVA}$$

Diferencia de potencial en el capacitor serie:

$$V_{C\phi} = X_{C\phi} I_C$$

$$V_{C\phi} = (41.05) (1449.4) \dot{=} 59498 \text{ V} \Leftrightarrow 59.5 \text{ kV}$$

Potencia reactiva nominal por fase:

$$Q_{\phi} = X_C I_C^2$$

$$Q_{1\phi} = (41.05) (1449.4)^2 \dot{=} 86.24 \text{ MVAR}$$

Potencia reactiva trifásica del capacitor serie:

$$Q_{3\phi} = 3 (86.24) = 258.72 \text{ MVAR}$$

Capacitancia por Fase:

$$C_1 = 7(16.15) = 113.05 \mu F$$

$$C_2 = 2(113.05) = 226.1 \mu F$$

$$C_R = \frac{226.1}{2} = 113.05 \mu F$$

$$C_{3R} = \frac{113.05}{3} = 37.683 \mu F$$

$$C_{PIERNA} = \frac{(37.683)(226.1)}{(37.683) + (226.1)} = 32.30 \mu F$$

$$C_{\phi} = 32.30 + 32.30 = 64.6 \mu F$$

Unidades capacitivas por capacitor serie:

$$V_N = 8.5 \text{ kV}; \quad Q_N = 440 \text{ KVAR}; \quad X_C = 164.2 \ \Omega$$

$$C_N = 16.1537 \ \mu\text{F}; \quad I_N = 51.76 \text{ A}; \quad 150 \text{ kV} - \text{BIL.}$$

$$\text{Total de Unidades: } 3 \times 196 = 588$$

Para cada capacitor serie adquirir 21 Rack's tipo G7 para alojar hasta 28 unidades capacitivas máx.

Por capacitor serie, adquirir 588 listones fusibles para protección de u.c. (capacidad determinada por proveedor), tipo 31F2804G3 – G.E., $V = 25 \text{ kV}_{\text{pico}}$

Las u.c. deberán ser de las dimensiones especificadas, compatibles con rack's tipo G7.

Por capacitor serie, adquirir 3 reactores de amortiguamiento para 1500 Amps.

Por capacitor serie, adquirir 3 varistores para 65.5 kV.

Por capacitor serie, adquirir las conexiones necesarias para tener 7 racks por fase con 28 unidades capacitivas.

Adquirir 5% adicional de unidades capacitivas y fusibles como reserva.

Los TC'S existentes son funcionales para la repotenciación del capacitor serie.

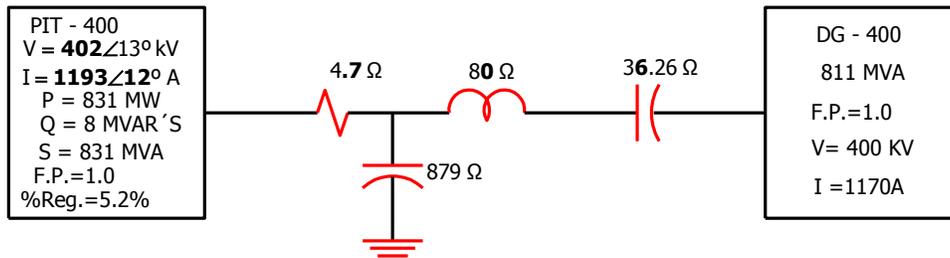
TC	FUNCIÓN	RELACIÓN
TC-9	Interfase plataforma – fibra óptica	1000/2000:1A
TC-2	Corriente de interruptor	2000:1 ^a
TC-3 TC-30	Desbalance del capacitor	1500:5 ^a
TC-1	Corriente del banco de capacitores	2000:1 ^a
TC-4	Falla a plataforma	2000:1 ^a
TC-6 TC-60	Desbalance de varistor	2000:1 ^a
TC-8	Corriente de gap (aire)	2000:1 ^a
TC-10 TC-11	Varistor analógico	2000:1 ^a
TC-20 TC-21	Varistor analógico	2000:1 ^a

OPERACIÓN DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN PITIRERA – DONATO GUERRA.

LT SIN COMPENSACIÓN, IMPEDANCIA CARACTERÍSTICA $Z_C = 265\Omega$, SIL = 603 MW

LT CON UN GRADO DE COMPENSACIÓN DEL 45%, (SITUACIÓN ACTUAL)

(I) LT- COMPENSADA (SITUACIÓN PROPUESTA, 228 MVAR, TRANSMISIÓN DE 811 MVA, F.P.=1.0, EN S.E. DONATO GUERRA (POTENCIA NATURAL DE LA LT)).



$$V_z = I_R \left[\frac{R}{2} + \frac{jX_L}{2} - jX_S \right]$$

$$\tilde{V}_T = \tilde{V}_R + \tilde{I}_R \left[\frac{R}{2} + \frac{jX_L}{2} - jX_S \right] = \left(\frac{400[KV]}{\sqrt{3}} \right) + (1170[A]) \left(\frac{4.7}{2} + \frac{j80}{2} - j36.26 \right)$$

$$\tilde{V}_T = [233.6895 + j4.3758][KV]$$

$$\tilde{V}_T = 233.73[KV] \angle 1.07^\circ$$

$$\tilde{I}_c = \frac{\tilde{V}_T}{-jX_c} = \frac{233.73[KV] \angle 1.08}{879[\Omega] \angle -90} = 265.9049[A] \angle 91.07^\circ$$

$$\tilde{I}_c = [-4.9781 + j265.8583][A]$$

$$\tilde{I}_G = \tilde{I}_R + \tilde{I}_c = 1170[A] - 4.9781 + j265.8583[A]$$

$$\tilde{I}_G = [1165.0218 + j265.8583][A]$$

$$1194.9713[A] \angle 12.85^\circ$$

$$\begin{aligned}\tilde{V}_G &= \tilde{V}_T + \tilde{I}_G \left[\frac{R}{2} + j \frac{X_L}{2} \right] \\ &= 233.6895 + j4.3758[KV] + [1165.0218 + j265.8583] \left[\frac{4.7}{2} + j \frac{80}{2} \right] \\ &= [225.792 + j51.601][KV] \\ &= 231.614[KV] \angle 12.87^\circ \\ &= \sqrt{3} * [231.614[KV] \angle 12.87^\circ] \\ &= \mathbf{401.167[KV] \angle 12.87^\circ + 30^\circ}\end{aligned}$$

$$S_G = P_G + jQ_G = V_G I_G^*$$

$$S_G = (225.792 + j51.601)[KV](1165.0218 - j265.8583)[A]$$

$$S_G = 276.7711[MW] - j87.612[KVAR]$$

$$S_G = 276.7711[MVA]$$

$$S_{G3\phi} = 3(276.7711) = \mathbf{830[MVA]}$$

$$P_{G3\phi} = 3(276.7711)[MW] = \mathbf{830.3133[MW]}$$

$$Q_{G3\phi} = 3(87.612)[KVAR] = \mathbf{262.836[KVAR]}$$

$$F.P = \cos \theta = \cos(12.87 - 12.85)$$

$$= \mathbf{1}$$

$$I_0 = \frac{\tilde{V}_G}{\frac{R}{2} + j \frac{X_L}{2} - jX_C}$$

$$I_0 = \frac{[225.792 + j51.601][KV]}{\left[\frac{4.7}{2} + j \frac{80}{2} - j879 \right] [\Omega]}$$

$$I_0 = (-60.7487 + j269.2905)[A]$$

$$V_{R_0} = -jX_C \tilde{I}_0$$

$$V_{R_0} = -j879(-60.7487 + j269.2905)$$

$$= [236.706 + j53.398][KV]$$

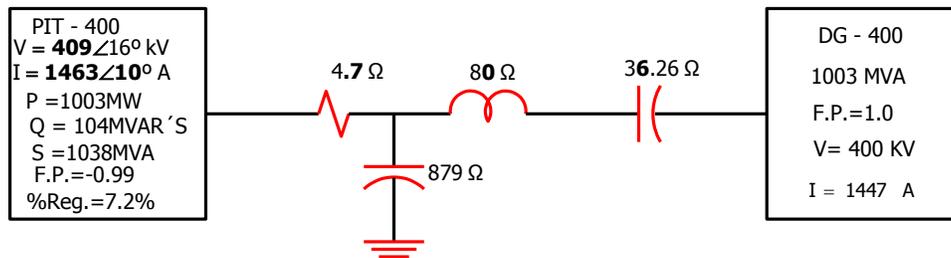
$$= 242.6546[KV]$$

$$\%Reg = \frac{V_{R0} - V_R}{V_R} \times 100$$

$$= \frac{242.6546[KV] - 230.9401[KV]}{230.9401[KV]} \times 100$$

$$= 5.07\%$$

(II) TRANSMISIÓN DE 1003 MVA, F.P.= 1.0 EN S.E. DONATO GUERRA (CAPACITOR SERIE A SU CAPACIDAD NOMINAL 228 MVAR, V=52.5KV, I=1447A).



$$V_z = I_R \left[\frac{R}{2} + \frac{jX_L}{2} - jX_S \right]$$

$$\tilde{V}_T = \tilde{V}_R + \tilde{I}_R \left[\frac{R}{2} + \frac{jX_L}{2} - jX_S \right] = \left(\frac{400[KV]}{\sqrt{3}} \right) + (1447[A]) \left(\frac{4.7}{2} + \frac{j80}{2} - j36.26 \right)$$

$$\tilde{V}_T = [234.3405 + j5.4117][KV]$$

$$\tilde{V}_T = 234.403[KV] \angle 1.32^\circ$$

$$\tilde{I}_c = \frac{\tilde{V}_T}{-jX_c} = \frac{234.403[KV] \angle 1.32}{879[\Omega] \angle -90} = 266.6701[A] \angle 91.32^\circ$$

$$\tilde{I}_c = [-6.1567 + j266.5990][A]$$

$$\tilde{I}_G = \tilde{I}_R + \tilde{I}_c = 1147[A] - 6.1567 + j266.5990[A]$$

$$\tilde{I}_G = [1440.8433 + j266.5990][A]$$

$$1465.3001[A] \angle 10.48^\circ$$

$$\begin{aligned}\tilde{V}_G &= \tilde{V}_T + \tilde{I}_G \left[\frac{R}{2} + j \frac{X_L}{2} \right] \\ &= [234.3405 + j5.4117][KV] + [1440.8433 + j266.599] \left[\frac{4.7}{2} + j \frac{80}{2} \right] \\ &\quad [227.0625 + j63.7619][KV] \\ &\quad 235.8209[KV] \angle 15.66 \\ &\quad \sqrt{3} * [235.8209[KV] \angle 15.66] \\ &\quad \mathbf{408.4538[KV] \angle 15.66^\circ + 30^\circ}\end{aligned}$$

$$S_G = P_G + jQ_G = V_G I_G^*$$

$$S_G = (227.0625 + j63.6719)[KV](1440.8433 - j266.5990)[A]$$

$$S_G = 344.1363[MW] - j31.2065[MVAR]$$

$$S_G = 345.5483[MVA]$$

$$S_{G3\phi} = 3(345.5483) = \mathbf{1036.645[MVA]}$$

$$P_{G3\phi} = 3(344.1363)[MW] = \mathbf{1032.40889[MW]}$$

$$Q_{G3\phi} = 3(31.2065)[MVAR] = \mathbf{93.6195[MVAR]}$$

$$F.P = \cos \theta = \cos(15.66 - 10.48)$$

$$= \mathbf{0.99}$$

$$I_0 = \frac{\tilde{V}_G}{\frac{R}{2} + j \frac{X_L}{2} - jX_C}$$

$$I_0 = \frac{[227.0625 + j63.6719][KV]}{\left[\frac{4.7}{2} + j \frac{80}{2} - j879 \right] [\Omega]}$$

$$I_0 = (-75.1316 + j270.8451)[A]$$

$$V_{R_0} = -jX_C \tilde{I}_0$$

$$V_{R_0} = -j879(-75.1316 + j270.8451)$$

$$= [238.0728 + j66.0406][KV]$$

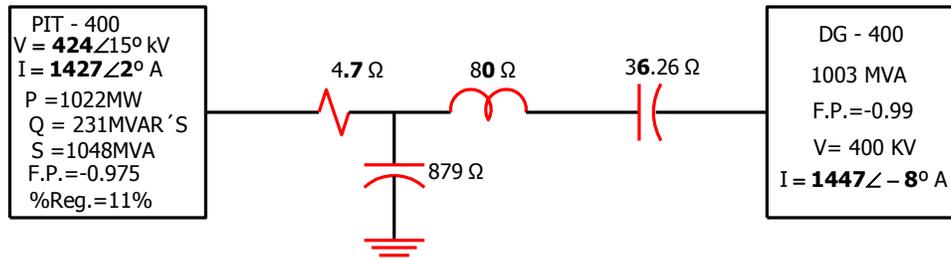
$$= 247.0628[KV]$$

$$\%Reg = \frac{V_{R_0} - V_R}{V_R} \times 100$$

$$= \frac{247.0628[KV] - 230.9401[KV]}{230.9401[KV]} \times 100$$

$$= 6.98\%$$

(III) TRANSMISIÓN DE 1003 MVA, F.P.=-.99 EN S.E. DONATO GUERRA (CAPACITOR SERIE A SU CAPACIDAD NOMINAL 228 MVAR, V=52.5KV, I=1447 A).



$$V_z = I_R \left[\frac{R}{2} + \frac{jX_L}{2} - jX_S \right]$$

$$\tilde{V}_T = \tilde{V}_R + \tilde{I}_R \left[\frac{R}{2} + \frac{jX_L}{2} - jX_S \right] = \left(\frac{400[KV]}{\sqrt{3}} \right) + (1432 - j201.3834)[A] \left(\frac{4.7}{2} + \frac{j80}{2} - j36.26 \right)$$

$$\tilde{V}_T = [235.0606 + j4.8858][KV]$$

$$\tilde{V}_T = 235.1114[KV] \angle 1.19^\circ$$

$$\tilde{I}_c = \frac{\tilde{V}_T}{-jX_c} = \frac{235.1114[KV] \angle 1.19}{879[\Omega] \angle -90} = 267.4759[A] \angle 91.19^\circ$$

$$\tilde{I}_c = [-5.5584 + j267.4182][A]$$

$$\tilde{I}_G = \tilde{I}_R + \tilde{I}_c = 1432.9178 - j201.38 - 5.5584 + j267.4182[A]$$

$$\tilde{I}_G = [1427.3593 + j66.0382][A]$$

$$1428.8862[A] \angle 2.64^\circ$$

$$\begin{aligned}\tilde{V}_G &= \tilde{V}_T + \tilde{I}_G \left[\frac{R}{2} + j \frac{X_L}{2} \right] \\ &= [235.0606 + j4.8858][KV] + [1427.3593 + j66.038] \left[\frac{4.7}{2} + j \frac{80}{2} \right] \\ &\quad [235.773 + j62.1353][KV] \\ &\quad 243.8234[KV] \angle 14.76 \\ &\quad \sqrt{3} * [243.8283[KV] \angle 14.76] \\ &\quad \mathbf{422.3146[KV] \angle 14.76^\circ + 30^\circ}\end{aligned}$$

$$S_G = P_G + jQ_G = V_G I_G^*$$

$$S_G = ([235.773 + j62.1353])[KV](1427.3593 - j66.0382)[A]$$

$$S_G = 340.6366[MW] - j73.1194[MVAR]$$

$$S_G = 348.3959[MVA]$$

$$S_{G3\phi} = 3(348.3959) = \mathbf{1045.1879[MVA]}$$

$$P_{G3\phi} = 3(340.6366)[MW] = \mathbf{1021.9098[MW]}$$

$$Q_{G3\phi} = 3(73.1194)[MVAR] = \mathbf{219.3582[MVAR]}$$

$$F.P = \cos \theta = \cos(14.76 - 2.64)$$

$$= \mathbf{0.97}$$

$$I_0 = \frac{\tilde{V}_G}{\frac{R}{2} + j \frac{X_L}{2} - jX_C}$$

$$I_0 = \frac{[235.773 + j62.1353][KV]}{\left[\frac{4.7}{2} + j \frac{80}{2} - j879 \right] [\Omega]}$$

$$I_0 = (-73.2710 + j281.2219)[A]$$

$$V_{R_0} = -jX_C \tilde{I}_0$$

$$V_{R_0} = -j879(-73.2710 + j281.2219)$$

$$= [247.194 + j64.4052][KV]$$

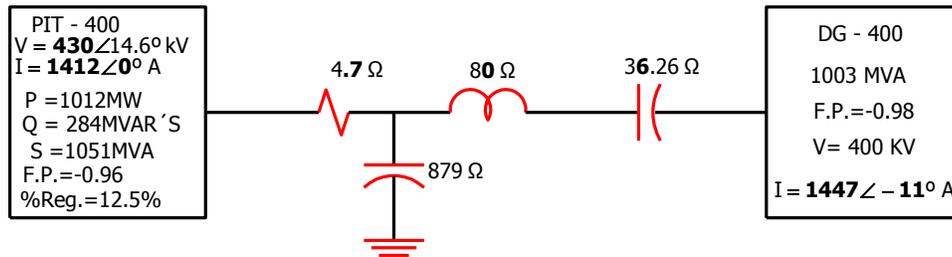
$$= 255.4465[KV]$$

$$\%Reg = \frac{V_{R0} - V_R}{V_R} \times 100$$

$$= \frac{255.4465[KV] - 230.9401[KV]}{230.9401[KV]} \times 100$$

$$= 10.61\%$$

(IV) TRANSMISIÓN DE 1003 MVA, F.P.=-0.98 EN S.E. DONATO GUERRA (CAPACITOR SERIE A SU CAPACIDAD NOMINAL 228 MVAR, V=52.5KV, I=1447 A).



$$V_z = I_R \left[\frac{R}{2} + \frac{jX_L}{2} - jX_S \right]$$

$$\tilde{V}_T = \tilde{V}_R + \tilde{I}_R \left[\frac{R}{2} + \frac{jX_L}{2} - jX_S \right] = \left(\frac{400[KV]}{\sqrt{3}} \right) + (1420 - j276.10)[A] \left(\frac{4.7}{2} + \frac{j80}{2} - j36.26 \right)$$

$$\tilde{V}_T = [235.3106 + j4.663][KV]$$

$$\tilde{V}_T = 235.3568[KV] \angle 1.13^\circ$$

$$\tilde{I}_c = \frac{\tilde{V}_T}{-jX_c} = \frac{235.356[KV] \angle 1.13}{879[\Omega] \angle -90} = 267.66[A] \angle 91.13^\circ$$

$$\tilde{I}_c = [-5.3054 + j267.7027][A]$$

$$\tilde{I}_G = \tilde{I}_R + \tilde{I}_c = 1420.41 - j276.10 - 5.3054 + j267.7027[A]$$

$$\tilde{I}_G = [1415.1046 - j8.3973][A]$$

$$1415.1295[A] \angle -0.33^\circ$$

$$\begin{aligned}\tilde{V}_G &= \tilde{V}_T + \tilde{I}_G \left[\frac{R}{2} + j \frac{X_L}{2} \right] \\ &= [235.3106 + j4.663][KV] + [1415.1046 + j8.3973] \left[\frac{4.7}{2} + j \frac{80}{2} \right] \\ &\quad [238.9719 + j61.2474][KV] \\ &\quad 246.6958[KV] \angle 14.37 \\ &\quad \sqrt{3} * [246.6958[KV]] \\ &\quad \mathbf{427.2898[KV] \angle 14.37^\circ + 30^\circ}\end{aligned}$$

$$S_G = P_G + jQ_G = V_G I_G^*$$

$$S_G = ([238.9719 + j61.2474][KV])(1415.1046 + j8.3973)[A]$$

$$S_G = 337.6559[MW] - j88.6718[MVAR]$$

$$S_G = 349.1064[MVA]$$

$$S_{G3\phi} = 3(349.1064) = \mathbf{1047.3199[MVA]}$$

$$P_{G3\phi} = 3(337.6559)[MW] = \mathbf{1012.96[MW]}$$

$$Q_{G3\phi} = 3(88.6718)[MVAR] = \mathbf{266.0344[MVAR]}$$

$$F.P = \cos \theta = \cos(14.37 + 0.33)$$

$$= \mathbf{0.96}$$

$$I_0 = \frac{\tilde{V}_G}{\frac{R}{2} + j \frac{X_L}{2} - jX_C}$$

$$I_0 = \frac{[238.9719 + j61.2474][KV]}{\left[\frac{4.7}{2} + j \frac{80}{2} - j879 \right] [\Omega]}$$

$$I_0 = (-72.202 + j285.031)[A]$$

$$V_{R_0} = -jX_C \tilde{I}_0$$

$$V_{R_0} = -j879(-72.202 + j285.031)$$

$$= [250.542 + j63.465][KV]$$

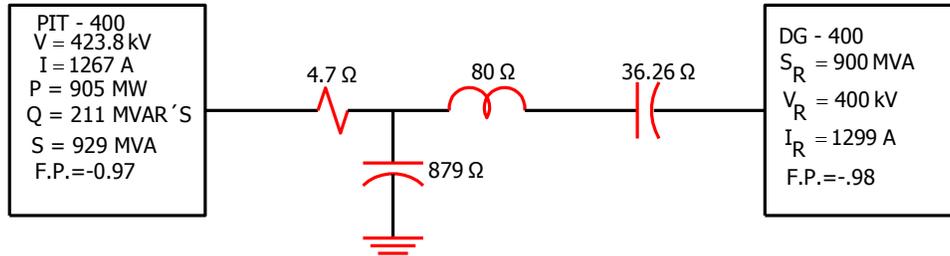
$$= 258.4561[KV]$$

$$\%Reg = \frac{V_{R0} - V_R}{V_R} \times 100$$

$$= \frac{258.4561[KV] - 230.9401[KV]}{230.9401[KV]} \times 100$$

$$= 11.91\%$$

(V) TRANSMISIÓN DE 900 MVA, F.P.=-0.98 EN S.E. DONATO GUERRA.



$$V_z = I_R \left[\frac{R}{2} + \frac{jX_L}{2} - jX_S \right]$$

$$\tilde{V}_T = \tilde{V}_R + \tilde{I}_R \left[\frac{R}{2} + \frac{jX_L}{2} - jX_S \right] = \left(\frac{400[KV]}{\sqrt{3}} \right) + (1275.13 - j247.86)[A] \left(\frac{4.7}{2} + \frac{j80}{2} - j36.26 \right)$$

$$\tilde{V}_T = [234.86 + j4.186][KV]$$

$$\tilde{V}_T = 234.9[KV] \angle 1.02^\circ$$

$$\tilde{I}_c = \frac{\tilde{V}_T}{-jX_c} = \frac{234.9[KV] \angle 1.02^\circ}{879[\Omega] \angle -90^\circ} = 267.236[A] \angle 91.02^\circ$$

$$\tilde{I}_c = [-4.7628 + j267.1941][A]$$

$$\tilde{I}_G = \tilde{I}_R + \tilde{I}_c = 1275.13 - j247.86 - 4.7628 + j267.1941[A]$$

$$\tilde{I}_G = [1270.3672 + j19.3341][A]$$

$$1270.5143[A] \angle 0.87^\circ$$

$$\begin{aligned}\tilde{V}_G &= \tilde{V}_T + \tilde{I}_G \left[\frac{R}{2} + j \frac{X_L}{2} \right] \\ &= [234.86 + j4.186][KV] + [1270.3672 + j19.3341] \left[\frac{4.7}{2} + j \frac{80}{2} \right] \\ &= [237.071 + j55.046][KV] \\ &= 243.3787[KV] \angle 13.07 \\ &= \sqrt{3} * [243.3787[KV]] \\ &= \mathbf{421.544[KV] \angle 13.07^\circ + 30^\circ}\end{aligned}$$

$$S_G = P_G + jQ_G = V_G I_G^*$$

$$S_G = ([237.071 + j55.046])[KV](1270.3672 - j19.3341)[A]$$

$$S_G = 302.231[MW] + j65.345[MVAR]$$

$$S_G = 309.214[MVA]$$

$$S_{G3\phi} = 3(309.214) = \mathbf{927.6445[MVA]}$$

$$P_{G3\phi} = 3(302.231)[MW] = \mathbf{906.693[MW]}$$

$$Q_{G3\phi} = 3(65.345)[MVAR] = \mathbf{196.345[MVAR]}$$

$$F.P = \cos \theta = \cos(13.07 + 0.87)$$

$$= \mathbf{0.97}$$

$$I_0 = \frac{\tilde{V}_G}{\frac{R}{2} + j \frac{X_L}{2} - jX_C}$$

$$I_0 = \frac{[237.071 + j55.046][KV]}{\left[\frac{4.7}{2} + j \frac{80}{2} - j879 \right] [\Omega]}$$

$$I_0 = (-64.817 + j282.745)[A]$$

$$V_{R_0} = -jX_C \tilde{I}_0$$

$$V_{R_0} = -j879(-64.817 + j282.745)$$

$$= [248.533 + j56.974][KV]$$

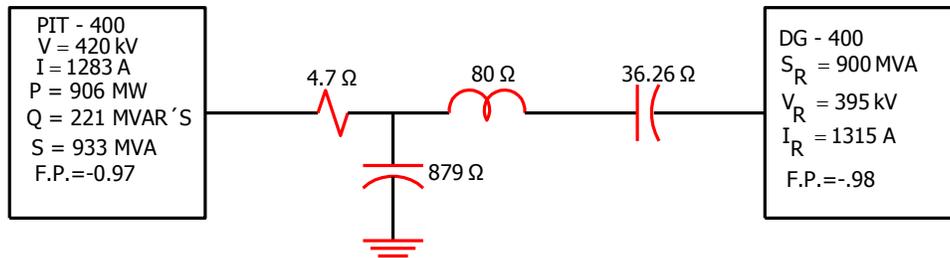
$$= 254.979[KV]$$

$$\%Reg = \frac{V_{R0} - V_R}{V_R} \times 100$$

$$= \frac{254.979[KV] - 230.9401[KV]}{230.9401[KV]} \times 100$$

$$= 10.40\%$$

(VI) TRANSMISIÓN DE 900 MVA, F.P.=-0.98 EN DONATO GUERRA.



$$V_z = I_R \left[\frac{R}{2} + \frac{jX_L}{2} - jX_S \right]$$

$$\tilde{V}_T = \tilde{V}_R + \tilde{I}_R \left[\frac{R}{2} + \frac{jX_L}{2} - jX_S \right] = \left(\frac{395[KV]}{\sqrt{3}} \right) + (1290.83 - j250.91)[A] \left(\frac{4.7}{2} + \frac{j80}{2} - j36.26 \right)$$

$$\tilde{V}_T = [232.0251 + j4.238][KV]$$

$$\tilde{V}_T = 232.063[KV] \angle 1.04^\circ$$

$$\tilde{I}_c = \frac{\tilde{V}_T}{-jX_c} = \frac{232.063[KV] \angle 1.04^\circ}{879[\Omega] \angle -90^\circ} = 264.008[A] \angle 91.04^\circ$$

$$\tilde{I}_c = [-4.821 + j263.9649][A]$$

$$\tilde{I}_G = \tilde{I}_R + \tilde{I}_c = 1290.83 - j250.91 - 4.821 + j263.9649[A]$$

$$\tilde{I}_G = [1286.009 + j13.054][A]$$

$$1286.0752[A] \angle 0.58^\circ$$

$$\begin{aligned}\tilde{V}_G &= \tilde{V}_T + \tilde{I}_G \left[\frac{R}{2} + j \frac{X_L}{2} \right] \\ &= [232.0251 + j4.238][KV] + [1286.009 + j13.054] \left[\frac{4.7}{2} + j \frac{80}{2} \right] \\ &= [234.562 + j55.709][KV] \\ &= 241.087[KV] \angle 13.36 \\ &= \sqrt{3} * [241.087[KV]] \\ &= \mathbf{417.576[KV] \angle 13.36^\circ + 30^\circ}\end{aligned}$$

$$S_G = P_G + jQ_G = V_G I_G^*$$

$$S_G = ([234.562 + j55.709][KV])(1286.009 - j13.054)[A]$$

$$S_G = 298.5868[MW] + j70.915[MVAR]$$

$$S_G = 306.8925[MVA]$$

$$S_{G3\phi} = 3(306.8925) = \mathbf{920.6777[MVA]}$$

$$P_{G3\phi} = 3(298.5868)[MW] = \mathbf{895.7604[MW]}$$

$$Q_{G3\phi} = 3(70.915)[MVAR] = \mathbf{212.745[MVAR]}$$

$$F.P = \cos \theta = \cos(13.36 - 0.58)$$

$$= \mathbf{0.97}$$

$$I_0 = \frac{\tilde{V}_G}{\frac{R}{2} + j \frac{X_L}{2} - jX_C}$$

$$I_0 = \frac{[234.562 + j55.709][KV]}{\left[\frac{4.7}{2} + j \frac{80}{2} - j879 \right] [\Omega]}$$

$$I_0 = (-65.6156 + j279.757)[A]$$

$$V_{R_0} = -jX_C \tilde{I}_0$$

$$V_{R_0} = -j879(-65.6156 + j279.757)$$

$$= [245.9064 + j57.6761][KV]$$

$$= 252.579[KV]$$

$$\%Reg = \frac{V_{R0} - V_R}{V_R} \times 100$$

$$= \frac{252.579[KV] - 228.05[KV]}{228.05[KV]} \times 100$$

$$= 10.75\%$$

CONCLUSIONES

Los capacitores conectados en serie en una línea de transmisión, nos proporcionan grandes ventajas para incrementar la potencia de transmisión, es un método muy viable, ya que en muchas ocasiones pueden ayudar para economizar en instalaciones, es decir cuando en una línea se necesita transmitir más potencia no será necesario instalar otra línea, el capacitor serie es una alternativa que se puede utilizar para la transmisión de dicha Potencia.

Ahora bien no todo es así de sencillo el colocar un capacitor serie trae consigo ciertos aspectos que se deben tomar en cuenta, en este trabajo se logro realizar el análisis necesario del comportamiento de las líneas de transmisión con compensación y sin compensación, esto nos da un panorama más amplio para poder decidir donde y cuando conviene usar los capacitores serie.

Se observo que al insertar el capacitor serie la potencia de transmisión aumenta, el voltaje generado usualmente disminuye y la corriente aumenta, por lo que hay que analizar si el cable puede soportar dicha corriente, también observamos que la inserción del capacitor altera nuestro factor de potencia, por lo que es necesario realizar detenidamente el estudio del capacitor para no variar mucho nuestro factor de potencia.

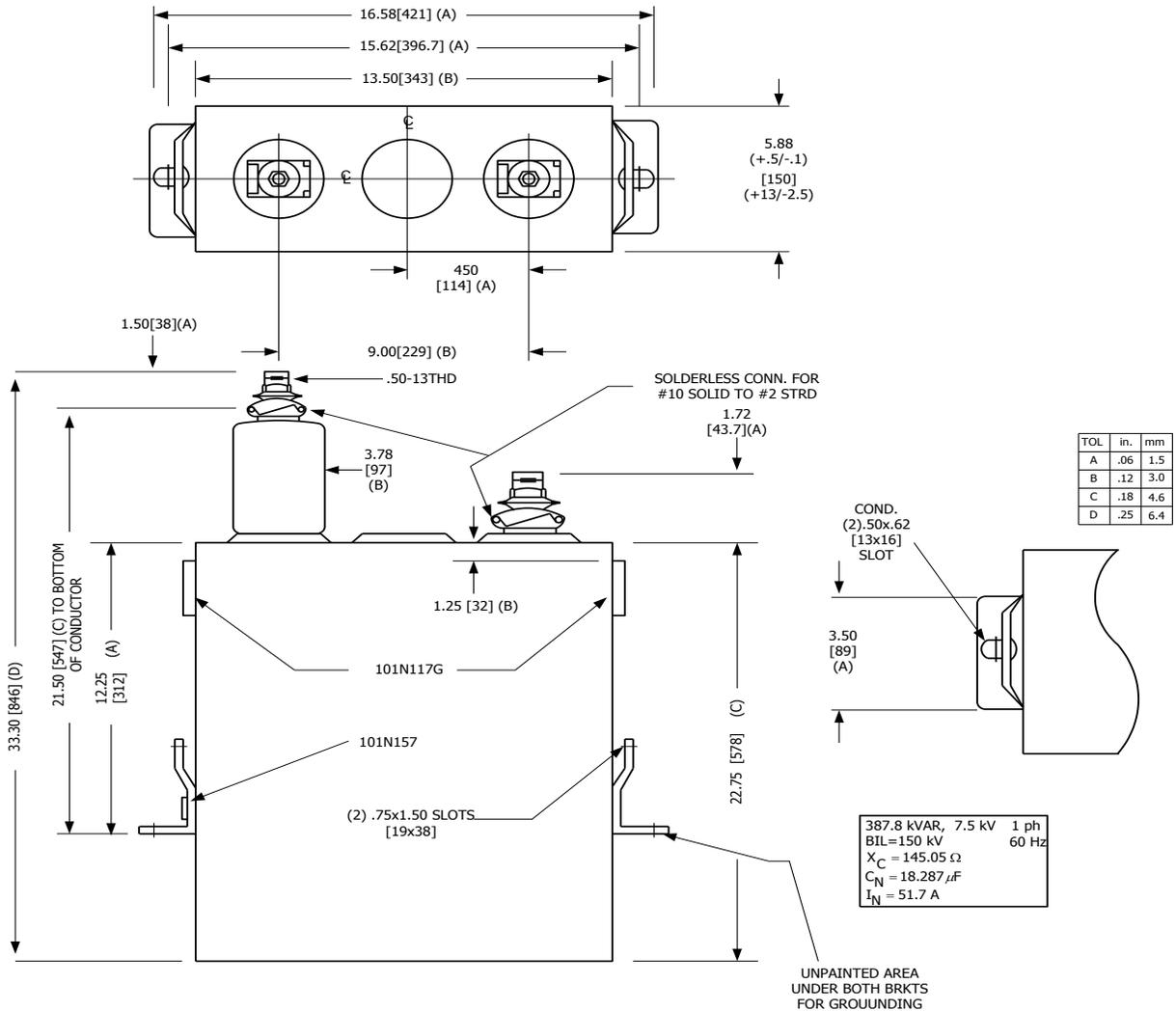
Podemos decir que la inserción del capacitor serie va tener un efecto directo en la impedancia neta de la línea, esta va disminuir y por ende se reducirá la caída de tensión de la línea. También se observó, como cuando tenemos potencia de carga igual a la potencia característica de la línea, nuestra línea se mantiene estable y no es necesario nuestro capacitor, pero esto cambia cuando la potencia de carga esta por arriba de la potencia característica, la línea comienza a consumir potencia reactiva y la tensión será menor que en el extremo generador, en este caso nuestro capacitor es muy útil y se recomienda su uso ya que este va a corregir la tensión y proporcionara la potencia reactiva necesaria, y así se lograra transmitir más potencia y la línea se estabilizara; ahora bien cuando la potencia de carga está por debajo de nuestra potencia característica, la línea de transmisión genera más potencia reactiva que la que consume, teniendo excedentes de potencia reactiva y se incrementan los voltajes, así que para demanda mínima sale de operación el capacitor serie cortocircuitándose por medio de un interruptor de potencia.

Los capacitores serie generalmente se utilizan en líneas de transmisión medias y largas para incrementar la transmisión de potencia y se incrementa su eficiencia cuando se efectúa la compensación de potencia reactiva (compensación en derivación) y transmitir potencia a factores de potencia cercanos al unitario y los capacitores shunt son utilizados para suministrar potencia reactiva, mejorando el factor de potencia y el voltaje, logrando una mejor utilización de los equipos y reduciéndose las pérdidas en los sistemas industriales, comerciales y sistemas de distribución y transmisión de empresas suministradoras.

La principal desventaja que se observo a lo largo de esta investigación es que un capacitor serie no es fácil de controlar además de que requiere de dispositivos automáticos de protección para desviar las altas corrientes durante fallas; el capacitor serie o mejor dicho la inserción de un capacitor serie provoca oscilaciones de baja frecuencia las cuales pueden dañar los generadores.

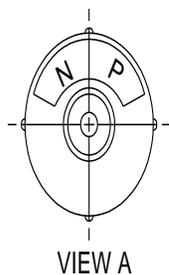
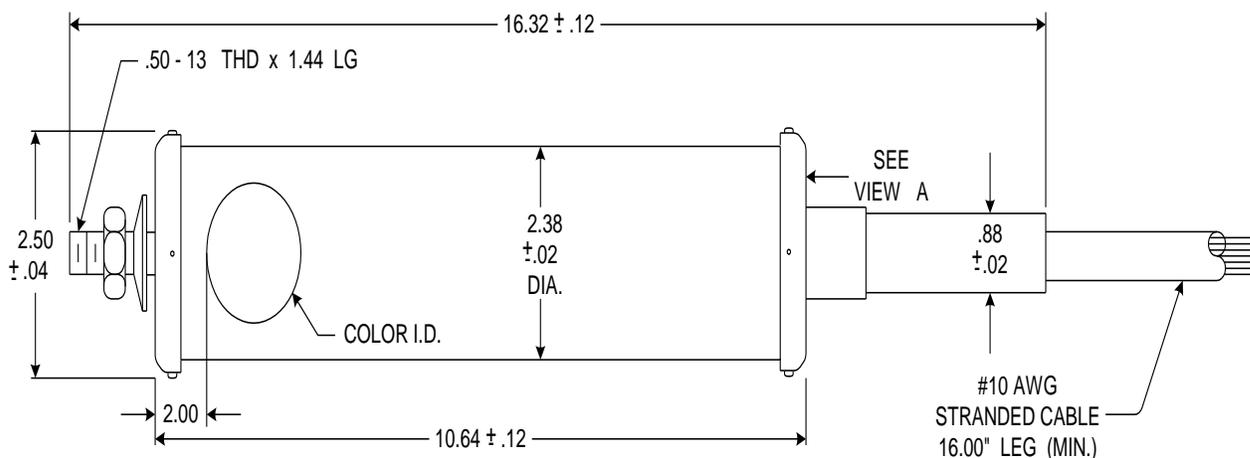
Anexo A

UNIDAD CAPACITORA 440 KVAR, 8.5 KV, $I_N = 51.76 A$.



Anexo B

TIPO DE FUSIBLE PARA PROTECCIÓN DE UNIDADES CAPACITORAS



CAT. No.	AMP	kV	PK	COLOR I. D.
3 1F 2804 G3	50	25	—	—
3 1F 2804 G4	50	25	—	green

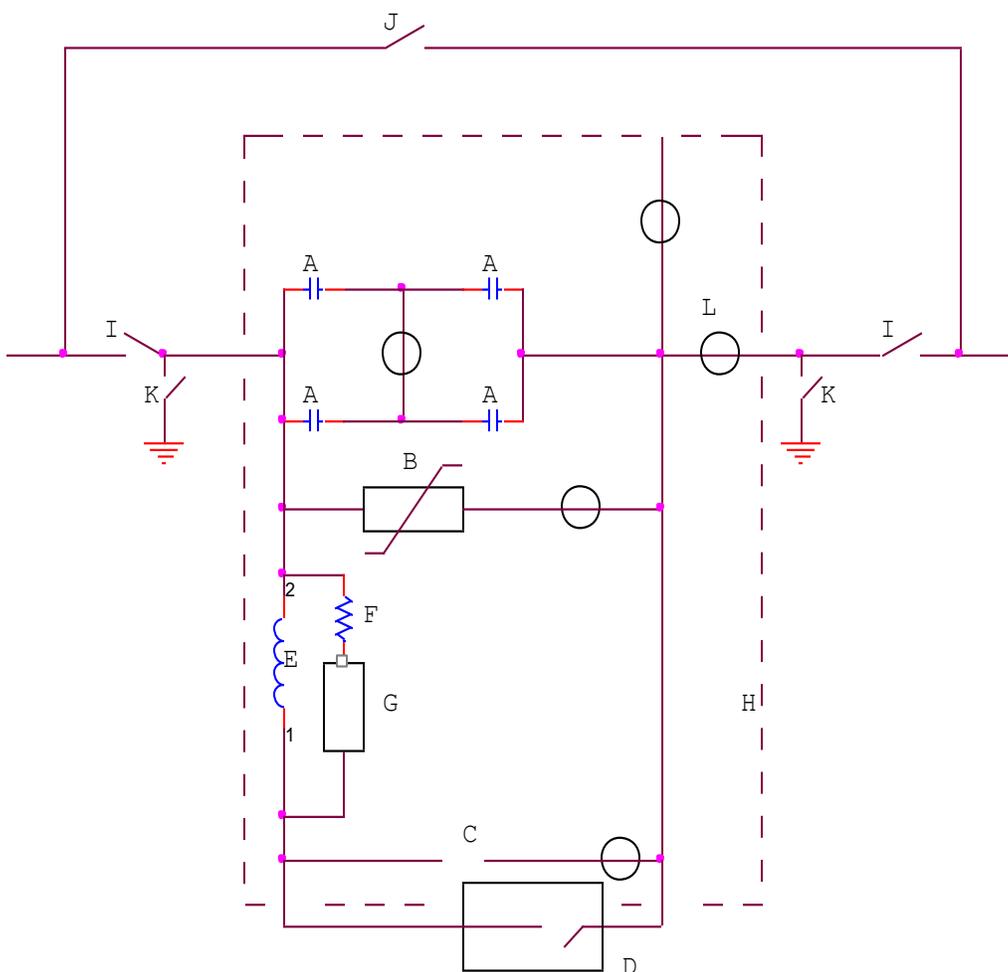
NOTE 1: FOR TIME - CURRENT REFERENCE, SEE DWG 192B1196.

ANEXO C

EJEMPLOS DE DIAGRAMAS DE CONEXIÓN TÍPICA DE LA INSTALACION DE CAPACITORES SERIE EN LINEAS DE TRANSMISION.

Otras variaciones y combinaciones son posibles. Los diagramas para bancos más pequeños deben ser diferentes.

- | | |
|---------------------------|----------------------------------|
| A – banco de capacitores | G – gap o resistencia no lineal |
| B – Varistor | H - Plataforma |
| C- gap para protección | I –cuchillas desconectoras |
| D – interruptor de bypass | J – cuchillas de Bypass |
| E – Reactor | K – cuchillas de puesta a tierra |
| F – Resistencia lineal | L – transformadores de corriente |



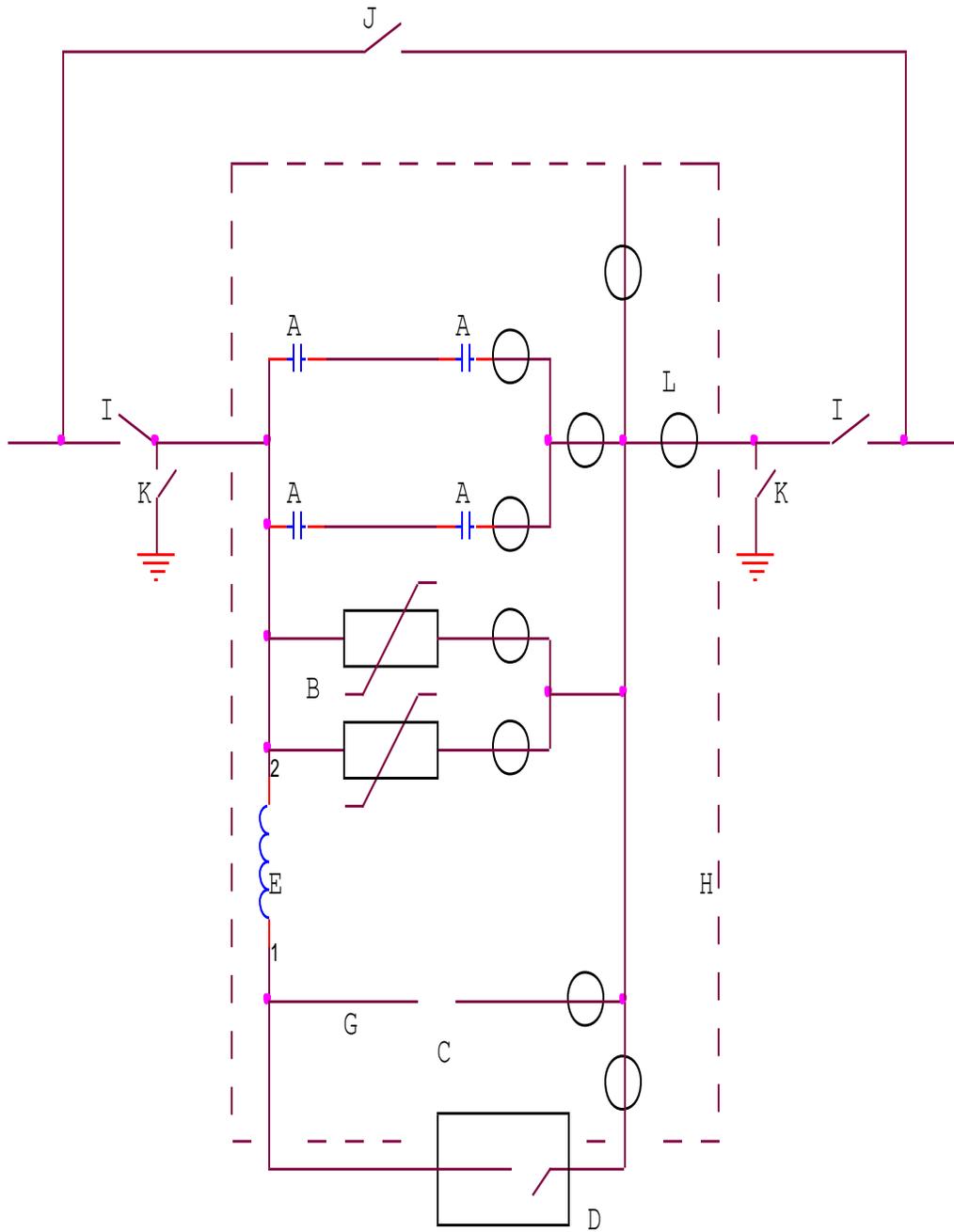


Figura. C.1. Conexión capacitores serie

BIBLIOGRAFIA

- RAÚLL, Martín José, *Diseño de subestaciones eléctricas*, México, UNAM Facultad de Ingeniería, 2ª. ed., 2000.
- VIQUEIRA L., Jacinto, *Redes Eléctricas*, México, UNAM Facultad de Ingeniería, 1982, 2 vols.
- GLOVER, J. Duncan. Sarma, Mulukutla, *Sistemas de Potencia, Análisis y diseño*, México, ed. Thomson, 2003
- YEBRA Moron, Juan Antonio, *Compensación de potencia reactiva en sistemas eléctricos*, México, ed. McGraw- Hill, c1987
- BOSELA, Theodore R. , *Introduction to electrical power system technology*, USA, ed. Prentice-Hall, 1997
- Norma IEC 60143-1, 60143-2, 60143-3, 2004
- Norma IEEE std 824-2004
- SERIES Compensation, ABB power Technologies AB, Facts
- SERIES Compensated, line protection: Evaluation and Solutions, G.E. Alexander, J.G. Andrichack, S.D Rowe, S.B. Wilkinson, October, 1988.
- REVIEW of Electromagnetic Transient Models for Non- VSC Facts, IEEE Transactions on power delivery, vol.20, no.2, April 2005
- POWER World Corporation, software, 2009