



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE
MÉXICO

PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO
EN
INGENIERÍA

FACULTAD DE INGENIERÍA

COMPENSACIÓN REACTIVA EN
SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

T E S I S

QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:

MAESTRO EN INGENIERÍA

INGENIERÍA ELÉCTRICA – SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

P R E S E N T A:

JORGE QUINTANA CASTAÑEDA



TUTOR:

ING. RAFAEL GUERRERO CEPEDA

2007

Agradecimientos

A mis padres y hermanos:

Por todo el cariño y el apoyo brindados durante mi formación, los cuales me han permitido conocer el verdadero valor de la Generosidad.

A mi Alma Mater:

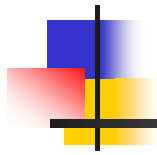
Por brindarme la oportunidad de pertenecer a una institución de Excelencia.

A mis profesores y compañeros:

Por la amistad sincera y compartida que aún perdura.

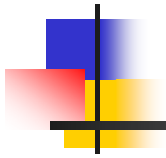
A mi Esposa:

Por brindarme su apoyo para la conclusión de este importante proyecto.



Índice

INTRODUCCIÓN	1
1. TEORÍA DE LA COMPENSACIÓN DE LA CARGA	
1.1. El requerimiento de compensar	1
1.2. Objetivos de compensar en la carga.....	1
1.3. El compensador ideal.....	2
1.4. Cargas que requieren compensación reactiva.....	3
1.5. Normas de aceptación en la calidad del suministro	4
1.6. Teoría fundamental de la compensación	4
1.6.1. Factor de Potencia y su Corrección.....	5
1.6.2. Regulación de Voltaje	8
1.7. Características aproximadas de la potencia reactiva.....	13
1.7.1. Regulación de Voltaje con una carga variable de tipo inductiva.....	13
1.7.2. Mejoramiento del Factor de Potencia	15
1.8. Referencias	26
2. TEORÍA DE LA COMPENSACIÓN DE POTENCIA REACTIVA EN SEP's	
2.1. Requerimientos fundamentales en la transmisión de potencia de ca.....	27
2.2. Factores de ingeniería que afectan la estabilidad y control de voltaje.....	29
2.3. Líneas de transmisión sin compensar.....	30
2.3.1. Parámetros Eléctricos	30
2.3.2. Ecuación Fundamental de la línea de transmisión	32
2.3.3. Impedancia Característica y Potencia Natural	33
2.3.4. La línea sin compensar en circuito abierto	34
2.3.5. La línea compensada bajo carga: efectos de la longitud de la línea	40
2.3.6. La línea a compensar bajo carga: consideraciones sobre máxima potencia y estabilidad	45
2.4. Líneas de transmisión compensadas.....	49
2.4.1. Tipos de Compensación: Z_0 virtual y θ virtual	49
2.4.2. Compensadores pasivos y activos	50
2.4.3. Compensación fija uniformemente distribuida	52
2.5. Referencias	62
3. ESTANDARIZACIÓN DE CAPACIDADES DE REACTORES DE POTENCIA	
3.1. Antecedentes	63
3.2. Objetivo	63
3.3. Desarrollo	64
3.4. Capacidades de reactores de potencia empleados por CFE.....	64
3.5. Tipos de torres y características de las líneas de transmisión compensadas	66
3.6. Análisis del comportamiento del voltaje contra la potencia transmitida	72
3.7. Resumen de resultados	89
3.8. Referencias	91
CONCLUSIONES	92
APÉNDICE	
A.1 Resonancia paralelo en líneas de extra alta tensión	93
A.2 Reactor de neutro en líneas de transmisión compensadas.....	98
A.3 Referencias	99
BIBLIOGRAFÍA	100



Introducción

ANTECEDENTES

Aproximadamente el treinta por ciento de todas las fuentes primarias de energía en el mundo son usadas para generar energía eléctrica y casi toda es transmitida y distribuida por medio de corriente alterna a 50 ó 60 Hz. Con el paso del tiempo ha crecido la necesidad de diseñar y operar los sistemas de potencia no solo con la más alta eficiencia posible, sino también con el más alto grado de seguridad y disponibilidad. Estos requerimientos han motivado una gran gama de avances en la tecnología para transmitir una mayor cantidad de potencia. Parte de estos avances se han enfocado al manejo y control de potencia reactiva en los sistemas de potencia.

Por mucho tiempo se ha reconocido que la potencia reactiva es un factor importante que debe ser tomado en cuenta en el diseño y la operación de los sistemas eléctricos de potencia de corriente alterna. Así mismo, su uso y control ha crecido en importancia por diversas razones a saber:

- i) El requerimiento de tener una mayor eficiencia en la operación de los sistemas de potencia se ha incrementado con el precio de los combustibles. Para ciertas condiciones de operación en el sistema, las pérdidas pueden ser reducidas al minimizar el flujo total de potencia reactiva. Este principio es aplicado en todo el sistema, desde la simple corrección de factor de potencia mediante un banco de capacitores fijo, hasta la aplicación de sofisticados algoritmos que pueden ser usados en grandes redes interconectadas que son controladas por computadoras.
- ii) La extensión de las redes de transmisión se ha visto reducida por diversos motivos, en particular por la dificultad para adquirir nuevos derechos de vía. En muchos casos, la potencia que requiere ser transmitida a través de los circuitos existentes se ha incrementado, lo cual ha requerido la aplicación de medidas de control en el uso de la potencia reactiva para recobrar los márgenes de estabilidad.
- iii) La explotación de plantas de generación hidroeléctricas se ha mantenido en los últimos tiempos, desarrollándose sitios de generación en puntos hostiles de muy difícil acceso. A pesar del desarrollo en paralelo de la tecnología para la transmisión de potencia en corriente directa, la transmisión en corriente alterna ha sido preferida para mover la energía desde esos sitios distantes de generación a los centros de consumo. En estos esquemas, los problemas de estabilidad y control de voltaje son identificados como problemas en el control de potencia reactiva, para lo cual se han desarrollado diversas soluciones que van desde el uso de reactores y capacitores fijos conectados en derivación, hasta la aplicación de capacitores serie, condensadores síncronos y, más recientemente, el uso de sistemas flexibles de transmisión de corriente alterna (FACTS).
- iv) El requerimiento de una alta calidad en el suministro se ha incrementado debido al crecimiento en el uso de equipo electrónico, tanto de oficina como en el hogar, además del crecimiento en el número de industrias que tienen un proceso de fabricación continuo y requieren un servicio que no debe ser interrumpido. Depresiones en el voltaje y la frecuencia son particularmente indeseables en este tipo de cargas y las interrupciones en el suministro pueden ser costosas y dañinas para el equipo. El control de potencia reactiva es una herramienta esencial para mantener la calidad en el suministro, especialmente en la prevención de disturbios en el voltaje, los cuales son de los tipos de disturbios más comunes. Ciertos tipos de cargas industriales, incluyendo hornos eléctricos, molinos, maquinaria pesada empleada en minas y excavadoras de uso continuo imponen a la fuente de suministro variaciones grandes y rápidas en la demanda de potencia real y reactiva, razón por la cual es necesario compensar con equipo estabilizador de voltaje en la toma la forma de compensadores estáticos de potencia reactiva.
- v) El desarrollo y la aplicación de los esquemas de transmisión de corriente directa ha creado un requerimiento en el control de potencia reactiva en el lado de corriente alterna de los convertidores para estabilizar el voltaje y para apoyar la conmutación del convertidor.

MOTIVACIÓN

Al operar líneas de transmisión con baja carga, o en vacío, es común que se presente una sobretensión en el extremo receptor, efecto que se ve incrementado con la longitud de la línea de transmisión. A esta elevación en el voltaje se conoce como efecto Ferranti.

Con el propósito de tener un buen nivel de confiabilidad y disponibilidad en las instalaciones del sistema de transmisión, es de primordial importancia que durante su operación se mantenga el valor de la tensión dentro de límites adecuados. Estos límites de tensión varían en función de los criterios de operación de las empresas eléctricas, pero se ha encontrado que la mayoría aplica criterios similares en cuanto a los valores máximos y mínimos permitidos en los niveles de tensión de operación. En la Comisión Federal de Electricidad (CFE), que es la compañía que se encarga de brindar el suministro de energía eléctrica a la mayor parte de la población en nuestro país, la variación máxima permitida del voltaje es generalmente de $\pm 5\%$ del valor nominal.

En los sistemas eléctricos de potencia es común emplear reactores en derivación en líneas de transmisión largas con el propósito de compensar la potencia reactiva que éstas generan. Al instalar reactores en derivación se logra disminuir la longitud eléctrica de la línea de transmisión. Los reactores de potencia conectados en derivación consumen la potencia reactiva generada por el efecto capacitivo de la línea de transmisión. Adicionalmente, los reactores de potencia en derivación son empleados para mantener en límites adecuados los niveles de tensión en la parte de la red eléctrica donde son instalados.

Actualmente CFE emplea reactores de potencia para compensar líneas de transmisión en los niveles de tensión de 400 y 230 kV, para lo cual, se han instalado reactores en derivación en subestaciones de transmisión a la salida de líneas de 400 y 230 kV, en las barras de la propia subestación, o bien, conectados en el terciario de bancos de transformación.

FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

CFE ha empleado una gran variedad de capacidades de reactores de potencia en derivación para compensar líneas de transmisión, lo cual presenta ciertas desventajas, algunas de las cuales se mencionan a continuación:

- i) Mayor costo por kVAr de los equipos. En la mayoría de los casos el costo por kVAr de reactores de potencia se incrementa conforme la capacidad de los equipos disminuye, siendo en estos casos el aislamiento el factor que determina el costo de estos aparatos.
- ii) Incremento en los costos de inversión de cada obra ya que al tener equipos de características distintas, disminuye la posibilidad de que un mismo equipo pueda compartirse como equipo de reserva para dos o más subestaciones de una misma zona.
- iii) Disminución en la facilidad de sustitución de unidades en caso de falla. Al tener un universo mayor en cuanto a capacidades de reactores de potencia se refiere, disminuye la posibilidad de tener unidades de las mismas características que puedan servir para sustituir algún equipo que eventualmente pueda resultar dañado, requerir mantenimiento o reparación.
- iv) Incremento en los costos por inventario, debido al hecho de tener una mayor cantidad de partes de repuesto y refaccionamiento. Adicionalmente, al tener equipos de distintas marcas y diversos fabricantes, disminuye la flexibilidad de contar con refaccionamiento para todos los aparatos, aunado al mayor tiempo que debe dedicarse a las labores de capacitación y mantenimiento. Lo anterior implica a su vez tener costos adicionales relativos a la necesidad de contar con mayores espacios en bodegas para almacenar una mayor cantidad de partes de repuesto.

En esta parte del presente trabajo se plantea el problema de buscar una solución para disminuir los costos que se tienen en CFE por la gran variedad de capacidades de reactores de potencia que se emplean actualmente para compensar líneas de transmisión.

CONTRIBUCIÓN

En este trabajo se analizan las características principales de las líneas de transmisión del sistema eléctrico nacional en las que se han instalado reactores de potencia en derivación para compensar los efectos de sobretensión que se tienen al operarlas en baja carga o en vacío.

Se hace un estudio de los niveles de sobretensión que se presentan en el extremo receptor de la línea de transmisión y se estudia su comportamiento al compensar con reactores de potencia de distintas capacidades. Lo anterior con el propósito de presentar una propuesta sustentada en un análisis técnico que permita disminuir los costos que se tienen en CFE por tener una gran variedad de capacidades de reactores de potencia en derivación.

La información empleada en el presente estudio, relativa a características de líneas de transmisión, capacidades de reactores de potencia, etc., fue facilitada por personal de CFE involucrado en proyectos de transmisión y transformación, siendo ésta la más reciente con que se contaba a la fecha de llevar a cabo el presente estudio, por lo que se puede asegurar que los resultados que se presentan son actualizados y están orientados a resolver una problemática que se vive actualmente en la empresa eléctrica más grande del país.

A la fecha no se tiene conocimiento de análisis similares cuyo propósito sea definir las capacidades de reactores de potencia en derivación en función de las características de las líneas de transmisión donde pretenden ser instalados.

Se espera que las propuestas que se presentan en este documento contribuyan a disminuir los costos que se tienen en CFE, logrando así un uso más eficiente de la inversión que se hace cuando se adquieren reactores de potencia.

ORGANIZACIÓN DE LA TESIS

En el Capítulo 1 del presente documento se presentan los aspectos más importantes relativos a la compensación de la carga, incluyendo los conceptos de corrección del factor de potencia y regulación de voltaje.

En el capítulo 2 se expone la teoría básica de la compensación de potencia reactiva en los sistemas eléctricos de potencia. Se desarrollan las expresiones fundamentales para líneas de transmisión sin compensar, así como las correspondientes para líneas de transmisión compensadas en serie y derivación mediante reactores y/o capacitores.

En Capítulo 3 se lleva a cabo un estudio sustentado en la teoría presentada en los Capítulos 1 y 2, con el propósito de elaborar una propuesta para estandarizar las capacidades de los reactores de potencia que emplea CFE para compensar líneas de transmisión.

En la parte final se presentan las conclusiones derivadas del presente estudio así como las recomendaciones y sugerencias para complementar los análisis que se hacen en este documento.



Capítulo 1

Teoría de la Compensación de la Carga

1.1. EL REQUERIMIENTO DE COMPENSAR

En un sistema ideal de ca, en cada punto de entrega, el voltaje y la frecuencia debería ser constante y libre de armónicas y el factor de potencia debería ser igual a la unidad. En particular, estos parámetros deberían ser independientes del tamaño y las características de las cargas de los consumidores. En un sistema ideal, cada carga debería ser diseñada para tener un desempeño óptimo al voltaje de alimentación, más que solamente tener un desempeño adecuado sobre un rango variable de voltaje. Más aún, no debería existir interferencia entre las diferentes cargas como resultado de las variaciones en la corriente tomada por cada una de éstas.

Con base en lo anterior, nos podemos formar una noción de la calidad en el suministro de la energía en términos de qué tan cerca de ser constantes son el voltaje y la frecuencia en el punto de suministro y que tan cercano a la unidad es el factor de potencia. En sistemas trifásicos, el grado en el cual las corrientes y voltajes de fase están balanceados también debe ser incluido en la noción de la calidad del suministro. Una definición de "calidad del suministro", en términos numéricos, involucra la especificación de tales cantidades como la fluctuación máxima del voltaje rms de alimentación promediado en un periodo establecido de tiempo.

En esta primera parte del presente documento se identifican algunas de las características de los sistemas de potencia y sus cargas, las cuales pueden deteriorar la calidad en el suministro, enfocando la atención en aquellas que pueden ser corregidas por compensación, es decir, por medio del suministro o absorción de una cantidad variable apropiada de potencia reactiva.

1.2. OBJETIVOS DE COMPENSAR EN LA CARGA

La *compensación de la carga* se refiere al manejo de la potencia reactiva para mejorar la calidad del suministro en sistemas de potencia de ca. El término *compensación de la carga* es usado donde el manejo de potencia reactiva es afectado por una carga única (o grupo de cargas), estando el equipo de compensación instalado en la propiedad del consumidor cerca de la carga. Las técnicas usadas y por ende algunos de sus objetivos, difieren considerablemente de aquellas empleadas en la compensación de redes a gran escala (compensación en la transmisión). En la compensación de la carga se tienen tres objetivos principales:

- a) Corrección del factor de potencia.
- b) Mejoramiento en la regulación de voltaje.
- c) Balanceo de la carga.

La corrección en el factor de potencia usualmente se refiere a la práctica de generar potencia reactiva tan cerca como se pueda de la carga que la requiere, en vez de suministrarla desde una estación remota. La mayoría de las cargas industriales tienen factores de potencia en atraso, esto es, tales cargas absorben potencia reactiva. Por tanto, la corriente de carga tiende a ser mayor que la requerida para suministrar solo la potencia real necesaria. Como se sabe, la potencia real es la única potencia útil en la conversión de energía y el exceso en la corriente de carga representa un gasto para el consumidor, quien tiene que pagar no solo por el

exceso en la capacidad de los cables para transportarla, sino también por el exceso en las pérdidas por efecto Joule producidos en los cables de suministro. Las compañías de suministro tienen también buenas razones para no transmitir potencia reactiva innecesaria desde los generadores hasta las cargas: sus redes de generación y distribución no pueden ser usados a plena eficiencia y el control en el voltaje del sistema de alimentación puede llegar a ser más complicado. Las tarifas eléctricas penalizan desde hace mucho tiempo a aquellos consumidores que tienen cargas con factores de potencia bajos; el resultado de esto ha sido el extenso desarrollo de sistemas para corregir el factor de potencia en plantas industriales.

La regulación del voltaje llega a ser importante y algunas veces se convierte en un factor crítico en la presencia de cargas que varían su demanda de potencia reactiva y aunque todas las cargas varían su demanda de potencia reactiva, la gran mayoría difiere en cuanto al grado y tasa de variación demandados. No obstante esto, en todos los casos la variación en la demanda de potencia reactiva provoca variación (o regulación) del voltaje en el punto de suministro, incrementándose la posibilidad de interferencia entre cargas de distintos consumidores. Para remediar esta situación, la compañía suministradora está obligada por ley a mantener los voltajes de alimentación dentro de límites establecidos, los cuales pueden variar desde un valor típico de $\pm 5\%$ promedio sobre un periodo de algunos minutos u horas, hasta las más rigurosas normas impuestas donde las cargas que presentan una gran variación pueden producir depresiones en el voltaje que resultan peligrosos para la operación de equipo de protección, o parpadeo que resulta molesto para el ojo humano. Los dispositivos para compensación desempeñan un papel vital para mantener los voltajes dentro de los límites establecidos.

La forma más obvia de mejorar la regulación del voltaje debería ser “fortalecer” el sistema de potencia al incrementar el tamaño y número de unidades generadoras y tener una red más densamente interconectada. Esta solución, en general, podría ser costosa e introducir problemas asociados a altos niveles de falla y capacidades rebasadas en el equipo de interrupción. Resulta ser mucho más práctico y económico definir el tamaño del sistema de potencia de acuerdo a la demanda máxima de potencia real y el manejo de potencia reactiva por medio de compensadores y otros equipos que pueden ser estratégicamente distribuidos con mayor flexibilidad que las unidades generadoras, los cuáles no tienen contribución en el incremento de los niveles de falla.

El balance de la carga es el tercer punto principal relativo a la compensación de la carga. La mayoría de los sistemas de potencia de ca son trifásicos y están diseñados para operación balanceada. La operación en desbalance provoca el incremento de la corriente en la secuencia de fases incorrecta (por ejemplo, en los componentes de secuencia negativa y secuencia cero). Tales componentes pueden tener efectos indeseables, entre los cuales se incluyen pérdidas adicionales en motores y unidades generadoras, torques oscilantes en máquinas de ca, incremento de rizo en rectificadores, malfuncionamiento de muchos tipos de equipos, saturación de transformadores y corrientes de neutro excesivas. Ciertos tipos de equipos (incluyendo diversos tipos de compensadores) dependen de operación balanceada para la supresión de armónicas triples. En condiciones de desbalance, dichos efectos podrían aparecer en el sistema de potencia. En cuanto a la presencia de armónicas en la forma de onda del voltaje, éstas comúnmente son eliminadas por medio de filtros. Muchos tipos de compensadores inherentemente generan armónicas, las cuales deben ser eliminadas internamente o filtradas en forma externa.

1.3. EL COMPENSADOR IDEAL

Después de haber presentado los principales objetivos en la compensación de la carga, ahora se puede formar un concepto del compensador ideal. Éste es un dispositivo que puede ser conectado en un punto de suministro (por ejemplo, en paralelo con la carga), el cuál desempeña las siguientes funciones principales: (i) Corregir el factor de potencia a la unidad, (ii) eliminar (o reducir a un nivel aceptable) la regulación de voltaje y (iii) balancear las corrientes de carga o voltajes de fase. Una propiedad adicional del compensador ideal es su habilidad para responder instantáneamente en la ejecución de estas tres funciones. El compensador ideal debería consumir potencia promedio cero, lo cual implica que no debiera tener pérdidas.

Las tres funciones principales del compensador ideal son interdependientes. En particular, la corrección del factor de potencia y el balance de fase por sí mismas tienden a mejorar la regulación de voltaje.

El compensador ideal puede ser especificado de manera más precisa al establecer que éste debe ser capaz de:

- a) Suministrar de forma precisa y sin retraso, un monto controlable y variable de potencia reactiva de acuerdo a los requerimientos de la carga.
- b) Presentar una característica de voltaje constante en sus terminales.
- c) Ser capaz de operar independientemente en las tres fases.
- d) Debe tener respuesta dinámica rápida para asistir en la estabilidad.

La responsabilidad de brindar los requerimientos de compensación se debe compartir entre la compañía suministradora y el consumidor, de acuerdo a diversos factores, incluyendo: el tamaño y la naturaleza de la carga así como cualquier ampliación futura planeada para ésta, las normas nacionales en vigor, las prácticas locales y el grado en el que otros consumidores pueden ser afectados. Es común el caso en que el consumidor asume la responsabilidad de corregir el factor de potencia y balancear las corrientes de carga, lo cual es precisamente lo que las tarifas de cobro lo obligan a hacer. Por otro lado, la regulación del voltaje es más bien un trabajo a cargo por la compañía suministradora.

1.4. CARGAS QUE REQUIEREN COMPENSACIÓN REACTIVA

¿Cuándo una carga dada en estado estable debe tener corrección del factor de potencia? Ésta es una pregunta económica cuya respuesta depende de diversos factores incluyendo la tarifa de suministro, el tamaño de la carga y el factor de potencia sin compensación. Es típico que para cargas industriales de ciertos tamaños, la corrección del factor de potencia sea económicamente ventajosa si el factor de potencia sin compensación es menor a 0.8.

Las cargas que causan fluctuación en el voltaje de alimentación pueden ser compensadas no solamente en el factor de potencia, sino también en la regulación de voltaje. El grado de variación del voltaje es determinado para fines de cobro en las tarifas en el punto de acoplamiento común (Point of Common Coupling PCC), que usualmente resulta ser el punto de la red donde se juntan las áreas que son responsabilidad tanto del usuario como de la compañía suministradora; por ejemplo, el lado de alta tensión de un transformador de distribución que suministra energía a una empresa particular.

Entre algunas cargas típicas que requieren compensación se encuentran hornos de arco, hornos de inducción, soldadoras de arco, soldadoras de inducción, molinos acereros, minas al aire libre, motores de gran capacidad (particularmente aquellos que tienen arranques y paradas continuas), equipo de excavación, molinos madereros y equipo de física experimental de alta energía (sincrotrones) los cuales requieren de suministro de grandes cantidades de potencia en forma pulsante. Estas cargas pueden ser clasificadas en dos grupos: aquellas que son inherentemente no lineales durante su operación y aquellas que causan disturbios al ser conectadas y desconectadas. Las cargas no lineales usualmente generan tanto armónicas como variaciones en el voltaje a la frecuencia fundamental. Los compensadores para hornos de arco, por ejemplo, siempre incluyen filtros de armónicas y generalmente para eliminar las de orden 3, 5, 7 y a menudo también las de orden 2, 4, 11 y 13.

Tanto el factor de potencia como la regulación del voltaje pueden ser mejorados si algunas de las máquinas de una planta están constituidas por motores síncronos en vez de motores de inducción, esto debido a que los motores síncronos pueden ser controlados para suministrar (o absorber) una cantidad ajustable de potencia reactiva. Además, en virtud de su masa que se encuentra girando, los motores síncronos también pueden almacenar energía cinética, la cual le puede dar soporte al sistema cuando se conecten cargas de forma instantánea.

Las tendencias actuales con grandes motores de cd que son usados en un modo de “encendido–apagado” apuntan al uso de controles a base de tiristores, los cuales por sí mismos incrementan el problema de compensación porque generan armónicas, requieren potencia reactiva para el proceso de conmutación y no tienen inercia rotacional.

Se puede tener una primera idea respecto a los requerimientos en la compensación al caracterizar la carga de acuerdo a los siguientes puntos:

- ❑ Tipo de motores (cd o ca; alimentados por tiristores o alimentador vía transformador).
- ❑ Ciclo de trabajo en términos de los requerimientos de potencia real y reactiva.
- ❑ Tasa de cambio de la potencia real y reactiva (o el tiempo tomado por la potencia real o reactiva en cambiar desde el valor máximo al mínimo).
- ❑ Generación de armónicas.
- ❑ Concurrencia en los requerimientos de potencia real o reactiva máxima en planta con múltiples cargas.

1.5. CRITERIOS DE ACEPTACIÓN EN LA CALIDAD DEL SUMINISTRO

El primer efecto objetable en las variaciones del voltaje de alimentación en un sistema de distribución consiste en la alteración del nivel de luminosidad producido por las lámparas a base de filamento de tungsteno. El grado en el cual las variaciones son objetables depende no solo de la magnitud de la variación en la intensidad, sino en su frecuencia y tasa de variación debido a la característica sensitiva del ojo humano. Variaciones muy bajas de hasta un 3% pueden ser tolerables, en tanto que las variaciones rápidas causadas por hornos de arco o plantas soldadoras pueden coincidir con la sensibilidad visual máxima (entre 1 y 25 Hz) y deben ser limitadas en una magnitud de 0.25% o menos.

Otros diversos tipos de cargas son sensibles a variaciones en el voltaje de alimentación, especialmente equipo de cómputo, ciertos tipos de relevadores empleados en esquemas de protección y control, motores de inducción, lámparas de descarga y lámparas fluorescentes.

Muy a menudo las variaciones en el voltaje de alimentación afecta negativamente el desempeño de la carga que está causando la variación. Por tanto, la compensación puede ser aplicada para mejorar este desempeño así como beneficiar a otros consumidores.

1.6. TEORÍA FUNDAMENTAL DE LA COMPENSACIÓN. CORRECCIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA Y REGULACIÓN DEL VOLTAJE

El primer propósito de la teoría de la compensación debe ser explicar las relaciones entre el sistema de alimentación, la carga y el compensador. Estos tres elementos pueden ser modelados de diversas formas. Así, el **sistema de alimentación** puede ser modelado como un circuito equivalente de Thevenin con un voltaje en circuito abierto en conjunto ya sea, con una impedancia en serie, su requerimiento de corriente, o bien su requerimiento de potencia reactiva (o factor de potencia). El **compensador** puede ser modelado como una impedancia variable; o como una fuente variable (o sumidero) de potencia reactiva. La elección del modelo a ser usado para cada elemento puede variar de acuerdo a los requerimientos que se tengan en el estudio.

La teoría desarrollada considera que las condiciones de operación son de tipo estacionarias o casi estacionarias, lo cual implica que las características tanto del sistema como de la carga se mantienen constantes, o bien presentan cambios lo suficientemente pequeños que permiten usar fasores.

1.6.1. Factor de Potencia y su Corrección

La Figura 1(a) muestra una carga monofásica de admitancia igual a $Y_\ell = G_\ell + jB_\ell$ alimentada por un voltaje V . La corriente que circula por la carga es I_ℓ y por tanto,

$$I_\ell = V(G_\ell + jB_\ell) = VG_\ell + jVB_\ell = I_R + jI_X \quad (1)$$

Tanto V como I_ℓ son fasores. La ecuación (1) está representada en el diagrama fasorial mostrado en la Figura 1(b), en el cual V es el fador de referencia. La corriente de carga tiene una componente "resistiva", I_R , en fase con V y una componente "reactiva", $I_X = VB_\ell$, la cual está en cuadratura de fase con V ; en el ejemplo mostrado, I_X es negativa; la corriente de carga I_ℓ está atrasada, siendo la carga de tipo inductivo (éste es el caso más común). El ángulo entre V e I_ℓ es ϕ . La potencia aparente suministrada a la carga se calcula como:

$$S_\ell = VI_\ell^* = V(VG_\ell + jVB_\ell)^*$$

$$VI_\ell^* = V^2G_\ell - jV^2B_\ell \quad (2)$$

$$VI_\ell^* = P_\ell + jQ_\ell \quad (3)$$

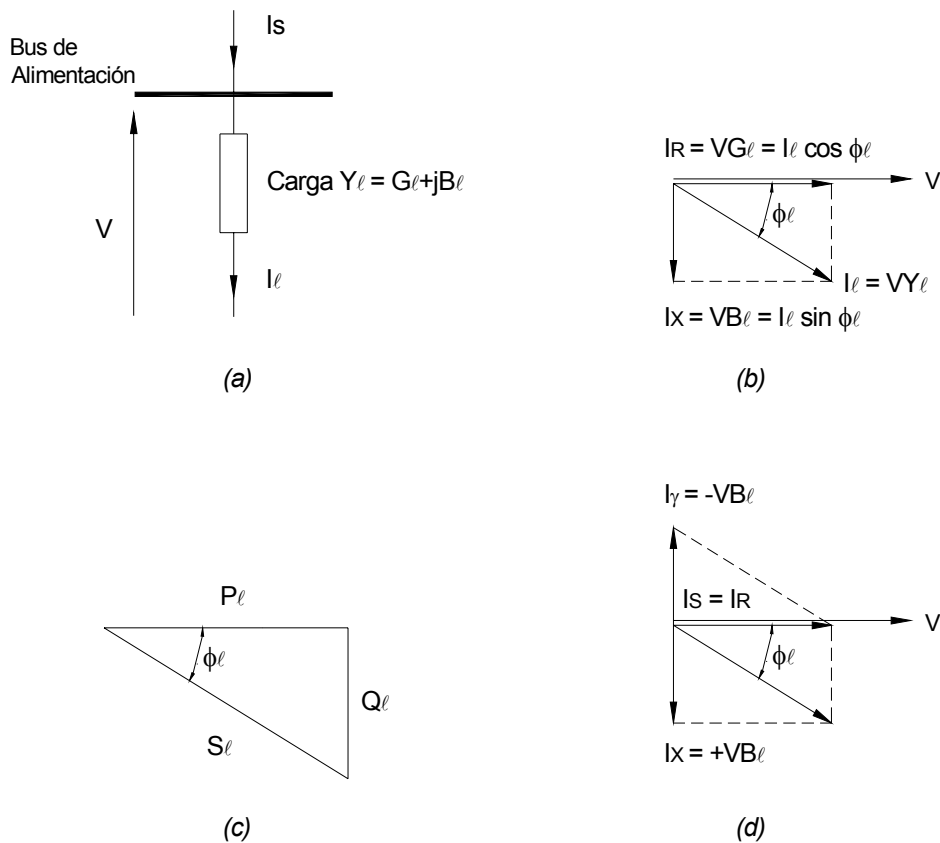


Figura 1. Corrección del factor de potencia.

Por tanto, la potencia aparente tiene una componente real P_ℓ (por ejemplo, la potencia que es útil convertida en calor, trabajo mecánico, luz, o alguna otra forma de energía); y una componente reactiva Q_ℓ (la potencia

reactiva, que no puede ser convertida en alguna forma útil de energía pero que su existencia es, sin embargo, un requerimiento inherente para la carga). Por ejemplo, en un motor de inducción, Q_ℓ representa la potencia reactiva magnetizante. La relación entre S_ℓ , P_ℓ y Q_ℓ se muestra en la Figura 1(c). Por convención, para cargas en atraso (inductivas) B_ℓ es negativa y Q_ℓ positiva.

En este caso, la corriente suministrada por el sistema, I_s , es igual a la corriente de la carga, I_ℓ , es decir, $I_s = I_\ell$ y su valor es mayor que el requerido para suministrar solo la potencia real, por el factor

$$\frac{I_l}{I_R} = \frac{1}{\cos \phi_l} \quad (4)$$

Aquí, $\cos \phi_\ell$ es el factor de potencia, llamado de esta manera porque

$$\cos \phi_l = \frac{P_l}{S_l} \quad (5)$$

$\cos \phi_\ell$ es la fracción de la potencia aparente que puede ser convertida de manera útil en otras formas de energía.

Las pérdidas por efecto Joule en los cables de alimentación se incrementan por el factor $1/\cos^2 \phi_\ell$. Las capacidades de deben ser incrementadas de acuerdo a este factor y las pérdidas deben ser pagadas por el consumidor.

El principio de corrección del factor de potencia es compensar la potencia reactiva; es decir, suministrar esta potencia de manera local al conectar en paralelo con la carga un compensador que tenga una admitancia reactiva pura $-jB_\ell$. La corriente suministrada por el sistema de potencia a la instalación en conjunto (carga y compensador) se convierte en:

$$\begin{aligned} I_s &= I_l + I_\gamma \\ I_s &= V(G_l + jB_l) - V(jVB_l) = VG_l = I_R \end{aligned} \quad (6)$$

Ahora la corriente suministrada por el sistema, I_s , está en fase con V , haciendo que el factor de potencia total sea igual a la unidad. La figura 2d muestra las relaciones fasoriales. La corriente de alimentación I_s tiene ahora un valor menor capaz de suministrar la potencia real completa P_ℓ al voltaje V y la potencia reactiva requerida por la carga es suministrada localmente por el compensador, la carga está así totalmente compensada. Liberada la carga de los requerimientos de potencia reactiva, la fuente de suministro tiene ahora capacidad adicional, la cual está disponible para alimentar otras cargas.

La corriente en el compensador está dada por:

$$I_\gamma = VY_\gamma = -jVB_l \quad (7)$$

La potencia aparente intercambiada con el sistema es:

$$\begin{aligned} S_\gamma &= P_\gamma + jQ_\gamma \\ S_\gamma &= VI_\gamma^* = V(-jVB_l)^* = V(jVB_l) \\ S_\gamma &= jV^2B_l \end{aligned} \quad (8)$$

Así, $P_\gamma = 0$ y $Q_\gamma = V^2B_\ell = -Q_\ell$. El compensador no requiere potencia mecánica de entrada. La mayoría de las cargas son inductivas, requiriendo compensación capacitiva (B_γ positiva, Q_γ negativa).

De la figura 2c, podemos ver que para una compensación total de potencia reactiva, la potencia reactiva nominal del compensador esta relacionada a la potencia nominal P_c de la carga por

$$Q_c = P_c \tan \phi \quad (9)$$

y a la potencia aparente nominal S_c de la carga por

$$Q_c = S_c \sin \phi = S_c \sqrt{1 - \cos^2 \phi} \quad (10)$$

La Tabla 1 muestra la capacidad del compensador en por unidad respecto a S_c para varios factores de potencia. La corriente nominal del compensador está dada por Q_c/V , que es igual a la corriente reactiva de la carga a voltaje nominal.

Factor de potencia en la carga $\cos \phi$	Capacidad del compensador (en por unidad de la potencia aparente nominal en la carga) Q_c
1.00	0.0000
0.95	0.3122
0.90	0.4359
0.80	0.6000
0.60	0.8000
0.40	0.9165
0.00	1.0000

Tabla 1. Potencia reactiva requerida para compensación completa a diferentes factores de potencia.

La carga puede ser compensada de forma parcial (por ejemplo, $|Q_c| < |Q_c|$ o $|B_c| < |B_c|$), el grado de compensación se decide por un balance económico entre el costo de capital del compensador (que depende de su capacidad) y el costo capitalizado de obtener potencia reactiva del sistema de alimentación durante un periodo de tiempo.

Como se estableció anteriormente, el compensador es una admitancia fija (o susceptancia) incapaz de seguir las variaciones en los requerimientos de potencia reactiva de la carga.

En la práctica, un compensador como puede ser un banco de capacitores (o reactores) puede ser dividido en varias secciones, cada una con capacidad independiente de desconexión, de tal forma que pueden hacerse cambios discretos en la compensación de potencia reactiva de acuerdo a los requerimientos de la carga.

En esta primera parte no se ha tomado en cuenta el efecto de las variaciones del voltaje de alimentación en cuanto a la efectividad del compensador de mantener un factor de potencia unitario.

En general, la potencia reactiva de una reactancia fija del compensador no variará al igual que la carga mientras el voltaje de alimentación cambie, presentándose así un error en la compensación.

1.6.2. Regulación de Voltaje

La regulación de voltaje puede ser definida como el cambio proporcional (o en por unidad) en la magnitud del voltaje de alimentación asociado con un cambio definido en la corriente de carga (por ejemplo, pasar de no tener carga hasta carga plena). Esto es causado por la caída del voltaje en la impedancia de alimentación por la cuál circula la corriente de carga. Si el sistema se representa por un circuito monofásico equivalente de Thevenin como el mostrado en la Figura 2(a), entonces la regulación de voltaje está dada por $(|E| - |V|)/|V| = (|E| - V)/V$, V siendo el valor de referencia.

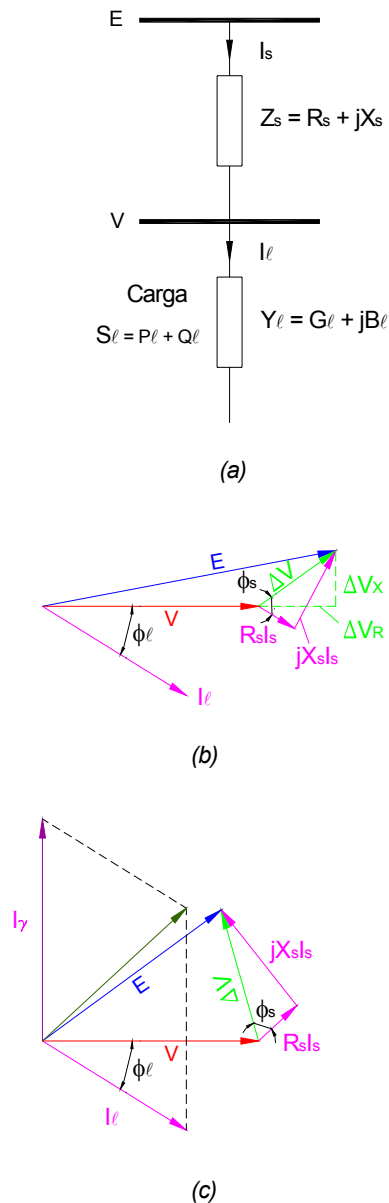


Figura 2. (a) Circuito equivalente de la carga y el sistema de alimentación. (b) Diagrama fasorial de la figura 3(a) (sin compensar). (c) Diagrama fasorial de la figura 3(a) (compensado para tener voltaje constante).

En la ausencia de un compensador, el cambio en el voltaje de alimentación causado por la corriente de carga I_ℓ se muestra en la Figura 2(b) como ΔV , con lo cual nos queda que:

$$\Delta V = E - V = Z_s I_1 \quad (11)$$

Ahora $Z_s = R_s + jX_s$, mientras que de la ecuación (3)

$$I_1 = \frac{P_1 - jQ_1}{V} \quad (12)$$

De manera que,

$$\Delta V = (R_s + jX_s) \left(\frac{P_1 - jQ_1}{V} \right)$$

$$\Delta V = \left(\frac{R_s P_1 + X_s Q_1}{V} \right) + j \left(\frac{X_s P_1 - R_s Q_1}{V} \right) \quad (13)$$

$$\Delta V = \Delta V_R + j\Delta V_X \quad (14)$$

El cambio de voltaje tiene una componente ΔV_R en fase con V y una componente ΔV_X en cuadratura con V ; estas componentes se muestran en la Figura 2(b). Resulta claro que tanto la magnitud como la fase de V , respecto al voltaje de alimentación E , son funciones de la magnitud y la fase de la corriente de carga o dicho de otra manera, el voltaje depende de la potencia real y la potencia reactiva de la carga.

Al agregar un compensador en paralelo con la carga, es posible hacer que $|E| = |V|$; lo cual implica hacer cero la regulación de voltaje, o mantener constante la magnitud del voltaje de alimentación al valor de E en presencia de la carga. Esta situación se muestra en la Figura 2(c) para un compensador puramente reactivo.

Si la potencia reactiva Q_ℓ dada en la ecuación (13) es reemplazada por la suma $Q_s = Q_\gamma + Q_\ell$ y Q_γ es ajustada de forma que rote el fasor ΔV hasta que $|E| = |V|$; bajo estas condiciones ahora tenemos que,

$$\Delta V = Z_s I_s \quad (15)$$

donde ahora tenemos que la corriente del sistema es:

$$I_s = I_1 + I_\gamma \quad (16)$$

y,

$$I_\gamma = -\frac{jQ_\gamma}{V} \quad (17)$$

por lo tanto,

$$\Delta V = Z_s I_s = (R_s + jX_s) (I_1 + I_\gamma) \quad (18)$$

Empleando las Ecuaciones (12) y (17) en esta última expresión nos queda:

$$\Delta V = (R_s + jX_s) \left(\frac{P_1 - jQ_1}{V} - \frac{jQ_\gamma}{V} \right) \quad (19)$$

$$\Delta V = \left[\frac{R_s P_1 + X_s (Q_1 + Q_\gamma)}{V} \right] + j \left[\frac{X_s P_1 - R_s (Q_1 + Q_\gamma)}{V} \right] \quad (20)$$

y como $Q_s = Q_\gamma + Q_\ell$

$$\Delta V = \left(\frac{R_s P_1 + X_s Q_s}{V} \right) + j \left(\frac{X_s P_1 - R_s Q_s}{V} \right) \quad (21)$$

De la ecuación (11)

$$E = V + \Delta V \quad (22)$$

Sustituyendo la ecuación (21) en la ecuación (22):

$$E = V + \frac{R_s P_1 + X_s Q_s}{V} + j \left(\frac{X_s P_1 - R_s Q_s}{V} \right) \quad (23)$$

Y como E es un número complejo, su módulo elevado al cuadrado nos queda como:

$$|E|^2 = \left(V + \frac{R_s P_1 + X_s Q_s}{V} \right)^2 + \left(\frac{X_s P_1 - R_s Q_s}{V} \right)^2 \quad (24)$$

El valor requerido de Q_γ se obtiene al resolver esta última expresión para Q_s con $|E| = |V|$. Igualando a cero esta última expresión, desarrollando los cuadrados y agrupando términos nos queda:

$$[R_s + X_s] Q_s^2 + [2V^2 X_s] Q_s + [(V^2 + R_s P_1)^2 - X_s^2 P_1^2 - E^2 V^2] = 0 \quad (25)$$

Al final, el valor de la potencia reactiva del compensador será: $Q_\gamma = Q_s - Q_\ell$.

En un compensador real, el valor de potencia reactiva debe ser determinado automáticamente mediante un enlace de control. Debe notarse que siempre existe una solución para Q_s sin importar el valor de P_ℓ . Esto nos conduce a la siguiente conclusión:

Un compensador puramente reactivo puede disminuir a valores tolerables las variaciones de voltaje de alimentación causadas por cambios en la potencia real y reactiva de la carga.

Con la condición de que la potencia reactiva del compensador pueda ser controlada de manera fina, sobre un rango suficiente (tanto en atraso como en adelante) y en una variación adecuada, el compensador se comporta como un regulador ideal de voltaje. Se debe advertir que solamente se controla la magnitud del voltaje; su fase varía continuamente con la corriente de carga.

Este principio puede considerarse desde otro punto de vista. Anteriormente se presentó cómo el compensador puede reducir a cero la potencia reactiva suministrada por el sistema. Es decir, en vez de actuar como un regulador de voltaje, el compensador actúa como un corrector del factor de potencia. Si el compensador es diseñado para desempeñar esta función, podemos reemplazar Q_ℓ en la ecuación (13) por $Q_s = Q_\gamma + Q_\ell$, la cuál es cero. El fasor que representa el cambio de voltaje será ahora:

$$\Delta V = \left(\frac{R_s P_1}{V} \right) + j \left(\frac{X_s P_1}{V} \right) = (R_s + jX_s) \frac{P_1}{V} \quad (26)$$

mismo que es independiente de Q_ℓ y no está bajo el control de compensador, con lo que se concluye que:

Un compensador puramente reactivo no puede mantener un voltaje constante y un factor de potencia unitario al mismo tiempo.

La única excepción a esta regla es cuando $P_\ell = 0$, pero esta condición generalmente no es de interés práctico. Es importante notar que este principio se refiere al factor de potencia instantáneo; para un compensador puramente reactivo puede ser posible mantener constante el voltaje y un factor de potencia promedio unitario.

Fórmula aproximada para la regulación de voltaje. Las expresiones para ΔV_R y ΔV_X en la ecuación (13) algunas veces se dan de una forma alternativa más práctica como se describe a continuación. Si el sistema es cortocircuitado en el bus de la carga, la potencia aparente de cortocircuito es

$$S_{sc} = P_{sc} + jQ_{sc} = EI_{sc}^* = \frac{E^2}{Z_{sc}^*} \quad (27)$$

donde $Z_{sc} = R_s + jX_s$ y I_{sc}^* es la corriente de corto circuito. Ya que $|Z_{sc}^*| = |Z_{sc}|$ tenemos que

$$R_s = |Z_{sc}| \cos \phi_{sc} = \frac{E^2}{S_{sc}} \cos \phi_{sc} \quad (28)$$

$$X_s = |Z_{sc}| \sin \phi_{sc} = \frac{E^2}{S_{sc}} \sin \phi_{sc} \quad (29)$$

con

$$\tan \phi_{sc} = \frac{X_s}{R_s} \quad (30)$$

esto es, la relación $X:R$ del sistema de alimentación. Sustituyendo R_s y X_s en la ecuación (13), normalizando ΔV_R y ΔV_X y asumiendo que $E/V \approx 1$, nos queda

$$\begin{aligned} \frac{\Delta V_R}{V} &= \frac{\left(\frac{E^2}{S_{sc}} \cos \phi_{sc} P_1 + \frac{E^2}{S_{sc}} \sin \phi_{sc} Q_1 \right)}{V} \\ \frac{\Delta V_R}{V} &= \frac{\frac{E^2}{S_{sc}} P_1 \cos \phi_{sc} + \frac{E^2}{S_{sc}} Q_1 \sin \phi_{sc}}{V^2} \\ \frac{\Delta V_R}{V} &= \frac{E^2}{V^2 S_{sc}} (P_1 \cos \phi_{sc} + Q_1 \sin \phi_{sc}) \\ \frac{\Delta V_R}{V} &\cong \frac{1}{S_{sc}} (P_1 \cos \phi_{sc} + Q_1 \sin \phi_{sc}) \end{aligned} \quad (31)$$

De manera análoga,

$$\frac{\Delta V_X}{V} \cong \frac{1}{S_{sc}} (P_1 \sin \phi_{sc} + Q_1 \cos \phi_{sc}) \quad (32)$$

A menudo ΔV_X es ignorado sobre la base de que éste tiende a producir solo un cambio de fase en el punto de suministro del voltaje (respecto a E), siendo ΔV_R el mayor responsable en el cambio de la magnitud. La ecuación (31) es frecuentemente citada en la literatura. Aunque aproximadas, las dos últimas fórmulas son útiles en el sentido de que están expresadas en términos de cantidades que son del lenguaje común: nivel de falla de cortocircuito S_{sc} , la relación $X:R$ (o bien, $\tan \phi_{sc}$) y la potencia real y reactiva de la carga, P y Q . Para resultados más exactos, las Ecuaciones (31) y (32) deben ser multiplicadas por E^2/V^2 .

Hasta este momento, las ecuaciones han sido escritas pensando que ΔV esta asociado con un cambio a plena escala en la carga de 0 a P_ℓ ó de 0 a Q_ℓ . Las Ecuaciones (13), (31) y (32) son también válidas para pequeños cambios en P_ℓ y Q_ℓ ; así, por ejemplo,

$$\frac{\Delta V_R}{V} \cong \frac{1}{S_{sc}} (\Delta P_1 \cos \phi_{sc} + \Delta Q_1 \sin \phi_{sc}) \quad (33)$$

para pequeños cambios.

Si la resistencia del sistema R_s es mucho menor que la reactancia X_s , se podría permitir despreciar los cambios en el voltaje causados por variaciones en la potencia real ΔP_1 , así que la regulación del voltaje está gobernada por la siguiente ecuación

$$\frac{\Delta V}{V} \cong \frac{\Delta V_R}{V} = \frac{\Delta Q_1}{S_{sc}} \sin \phi_{sc} \cong \frac{\Delta Q_1}{S_{sc}} \quad (34)$$

Esto es, el cambio en por unidad del voltaje o su variación es igual a la relación del cambio de potencia reactiva al nivel de cortocircuito del sistema de alimentación. Esta relación se puede representar gráficamente, como se muestra en la Figura 3, la cuál muestra que la característica del voltaje de alimentación del sistema (o línea de carga del sistema) es aproximadamente lineal.

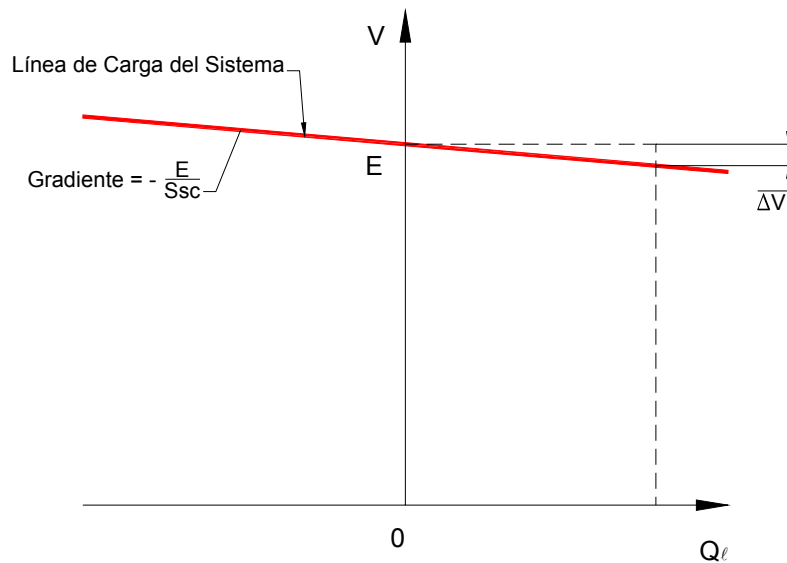


Figura 3. Característica aproximada del voltaje de alimentación del sistema/potencia reactiva.

Una representación alternativa es la siguiente:

$$V \cong \frac{E}{1 + \frac{Q_1}{S_{sc}}} \cong E \left(1 - \frac{Q_1}{S_{sc}} \right) \quad (35)$$

si $Q_1 \ll S_{sc}$.

Aunque la característica es solo aproximada, es muy útil para visualizar la acción del compensador.

1.7. CARACTERÍSTICAS APROXIMADAS DE LA POTENCIA REACTIVA

1.7.1. Regulación de Voltaje con una carga variable de tipo inductiva

En esta sección se asumirá que la carga es trifásica, balanceada y que varía lo suficientemente lento de forma que se puedan emplear los fasores por fase. Las variaciones de la carga serán pequeñas, de manera que $\Delta V \ll V$ y se asumirá que $R_s \ll X_s$ de modo que las Ecuaciones (34) y (35) puedan ser aplicadas. La Figura 4(a) muestra el arreglo del sistema, el compensador y la carga, en tanto que la característica del sistema se dibuja en la Figura 4(b). Esta característica va cayendo; lo cual implica un incremento en la potencia reactiva Q_s suministrada por el sistema disminuye el voltaje en el punto de suministro.

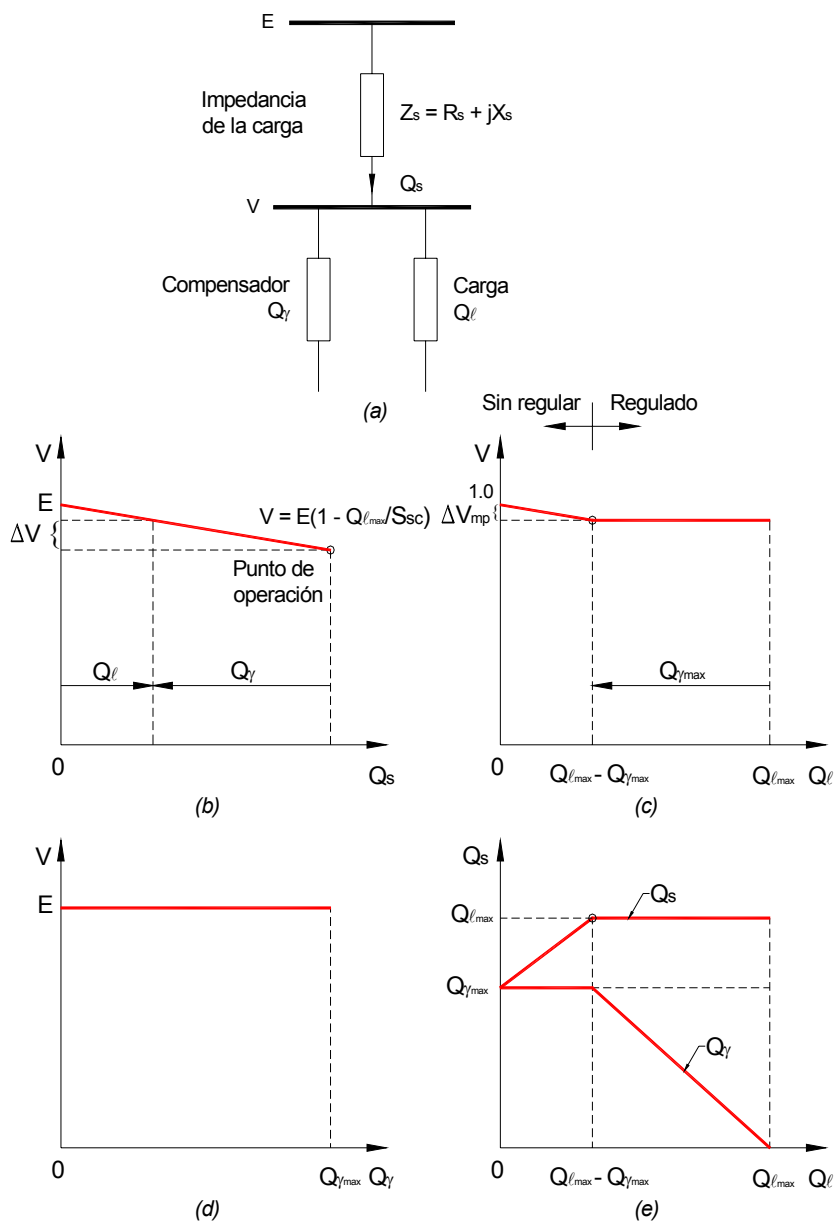


Figura 4. (a) Circuito equivalente monofásico de la carga compensada. (b) Característica aproximada voltaje/potencia reactiva de un sistema completamente compensado. (c) Característica aproximada voltaje/potencia reactiva de un sistema parcialmente compensado. (d) Característica aproximada voltaje/potencia de un compensador ideal. (e) Diagrama del balance de potencia reactiva (variación de Q_s y Q_c con Q_d).

Reemplazando Q_ℓ en la ecuación (35) por $Q_s (= Q_\gamma + Q_\ell)$ nos queda:

$$V \cong E \left(1 - \frac{Q_s}{S_{sc}} \right) \quad (36)$$

o bien, de la ecuación (34)

$$\frac{\Delta V}{V} \cong \frac{Q_s}{S_{sc}} \quad (37)$$

La potencia reactiva Q_s suministrada por el sistema es

$$Q_s = Q_l + Q_\gamma \quad (38)$$

Resulta claro que si la potencia reactiva del compensador Q_γ pudiera ser variada de tal forma que Q_s se mantuviera constante, el voltaje de alimentación podría mantenerse constante. En particular, si

$$Q_s = Q_{l \max} = \text{constante} \quad (39)$$

entonces V será constante, con un valor de $E(1 - Q_{\ell \max} / S_{sc})$, como se muestra en la Figura 4(b). Cuando la potencia reactiva de la carga Q_ℓ se incrementa, la absorción de potencia reactiva del compensador disminuye, permaneciendo su suma constante. Cuando $Q_\ell = 0$, el compensador se encuentra operando al máximo, absorbiendo potencia reactiva igual a $Q_{\ell \max}$; cuando $Q_\ell = Q_{\ell \max}$, el compensador se encuentra operando al mínimo y no absorbe potencia reactiva. Debe notarse que en esta descripción se está considerando que el compensador es puramente inductivo, manteniendo constante el voltaje de alimentación de una carga puramente inductiva.

Se dice que la compensación mostrada en la Figura 4(b) es completa, porque se mantiene un voltaje constante a través del rango de potencia reactiva de la carga.

La regulación de voltaje $\Delta V / V$ puede ser mantenida en cero solo si el rango de potencia reactiva del compensador es igual, o bien, excede $Q_{\ell \max}$.

Si la potencia reactiva del compensador está limitada a un valor de $Q_{\gamma \max}$ (menor que $Q_{\ell \max}$), entonces cuando $Q_\ell = 0$, el compensador absorberá $Q_{\gamma \max}$ y la regulación del voltaje será

$$\frac{\Delta V}{V} \cong \frac{Q_{l \max} - Q_{\gamma \max}}{S_{sc}} \quad (40)$$

Esta situación se ilustra en la Figura 4(c); en este caso se dice que la compensación es parcial. Esta última expresión ilustra el apoyo que tiene el compensador sobre el sistema, en el hecho de que el valor máximo de $\Delta V / V$ que puede ser provocado por un cambio en la potencia reactiva del compensador, desde cero hasta el valor máximo, está dado por

$$\frac{\Delta V}{V}_{\max} \cong -\frac{Q_{\gamma \max}}{S_{sc}} \quad (41)$$

Así por ejemplo, para una tensión de barras de 10 kV con un nivel de cortocircuito de 250 MVA, el compensador más pequeño capaz de forzar una variación del 1% en el voltaje debe tener una capacidad de: $0.01 \times 250 \text{ MVA} = 2.5 \text{ MVA}$.

La capacidad mínima del compensador debe ser escogida de forma que $Q_{\ell \max} / S_{sc}$ corresponda a la variación máxima del voltaje ΔV_{mp} , de forma que:

$$Q_{\gamma \max} = Q_{\max} - S_{sc} \frac{\Delta V_{mp}}{V} \quad (42)$$

La Figura 4(c) muestra la variación del voltaje en el punto de alimentación con respecto a Q_{ℓ} , esto es, la característica del sistema compensado, la cual puede ser comparada con la característica sin compensar de la Figura 4(b). El compensador tiene una capacidad que está en el intervalo $Q_{\gamma \max} < Q_{\ell \max}$ y es controlado idealmente de manera que Q_s se mantiene constante de acuerdo a lo establecido en la ecuación (39), sobre la base de que su capacidad no es excedida; es decir, el compensador actúa como un regulador ideal de voltaje.

La Figura 4(c) muestra que la capacidad de potencia reactiva del compensador no necesita ser mayor que la variación de la potencia reactiva en la carga con el objeto de mantener constante el voltaje de alimentación mientras la carga varía. Esto brinda un ahorro útil en la capacidad del compensador donde la potencia reactiva de la carga varía entre un máximo y algún valor fraccionario, por decir, 0.5 pu. Considerando que la capacidad del compensador está definida de acuerdo a lo establecido en la ecuación (42), entonces cualquiera que sea la potencia reactiva de la carga, la variación del voltaje de alimentación no excederá el valor de ΔV_{mp} .

Los dos segmentos de la Figura 4(c) pueden ser identificados como dos rangos: el primero como un rango sin regular de $0 < Q_{\ell} < (Q_{\ell \max} - Q_{\gamma \max})$ y el segundo como un rango regulado de $(Q_{\ell \max} - Q_{\gamma \max}) < Q_{\ell} < Q_{\ell \max}$. A lo largo del rango sin regular, el compensador absorbe $Q_{\gamma \max}$ y limita la elevación del voltaje al valor máximo permitido ΔV_{mp} . En el rango regulado, el compensador mantiene $Q_s = \text{constante}$ y $\Delta V = 0$.

La característica de control del compensador se muestra en la Figura 4(d). Debido a que no hay cambio de voltaje de $0 < Q_{\ell} < Q_{\gamma \max}$ la característica es un perfil plano en el rango regulado; si Q_{ℓ} cae por debajo del rango regulado, el compensador solamente absorberá un valor constante de potencia reactiva $Q_{\gamma \max}$ independientemente del voltaje.

1.7.2. Mejoramiento del Factor de Potencia

El factor de potencia promedio de la carga inductiva compensada inductivamente es substancialmente peor que el de la carga misma. Si, por ejemplo, la potencia reactiva promedio de la carga Q_{ℓ} fuera la mitad de su valor máximo, entonces la potencia reactiva promedio suministrada por el sistema hacia la carga sería de $2Q_{\ell}$, es decir, el doble.

Para alcanzar una regulación ideal del voltaje, así como un factor de potencia unitario, es claro se requiere de un compensador capacitivo. En lugar de mantener $Q_s = \text{constante} = Q_{\ell \max}$ como se establece en la ecuación (39), el compensador debería mantener

$$Q_s = \text{constante} = 0 \quad (43)$$

Despreciando el efecto de las variaciones de la potencia en la carga, se puede desarrollar un procedimiento similar al presentado anteriormente para obtener la característica de voltaje/potencia reactiva de un compensador ideal que logre esto. Las Figuras 6a a la 6d ilustran los procedimientos; La figura 6c muestra la característica del compensador ideal. El rango mínimo del compensador está dado por la ecuación (42) y fuera de su rango de regulación se asume que el compensador genera un valor de potencia reactiva constante $Q_{\gamma \max}$.

En vez de solo absorber la potencia reactiva suficiente para hacer que el total $Q_{\ell} + Q_{\gamma}$ sea $Q_{\ell \max}$, el compensador ahora genera cualquier cantidad que la carga absorba; el compensador es puramente capacitivo. Si el compensador es diseñado como un regulador ideal de voltaje, entonces Q_s casi no se mantiene constante en cero por las variaciones de potencia en la carga. Generalmente este efecto será pequeño.

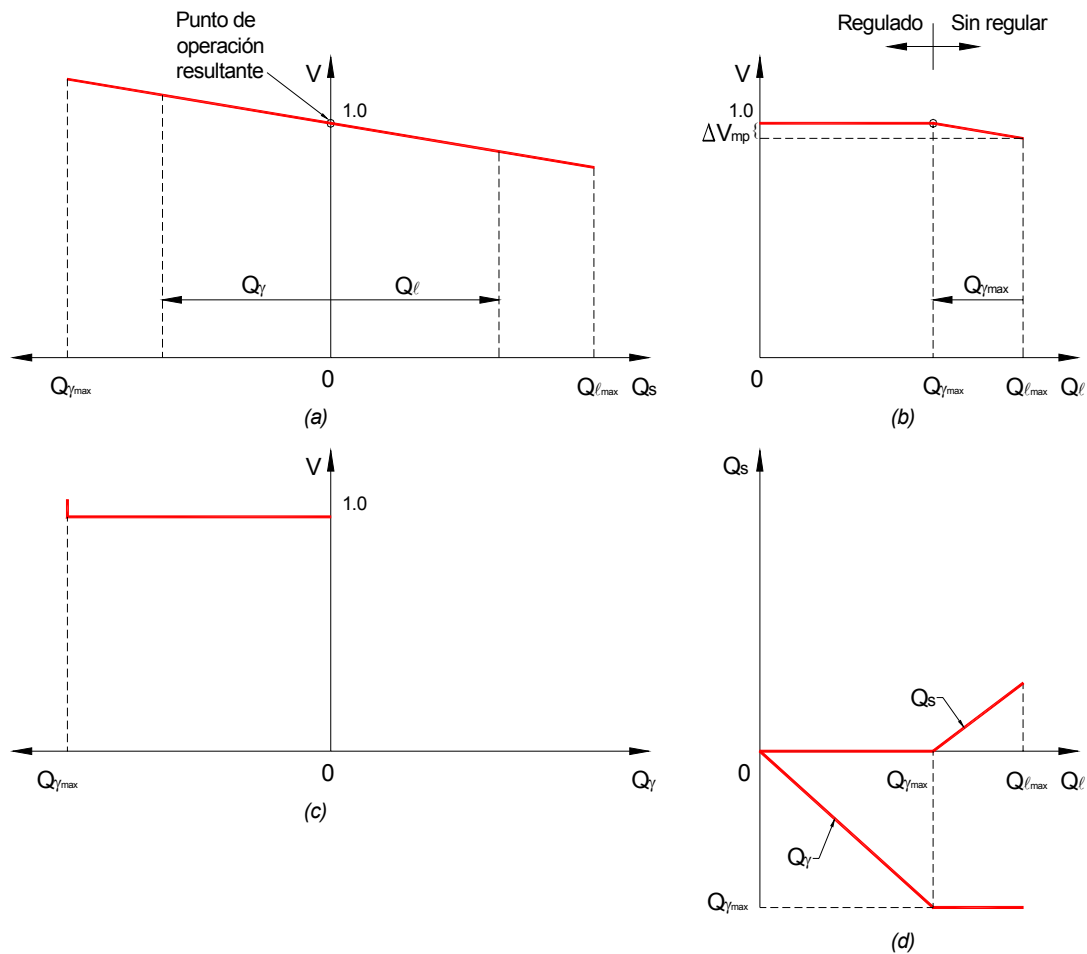


Figura 5. (a) Característica aproximada voltaje/potencia reactiva de un sistema sin compensar. (b) Característica aproximada voltaje/potencia reactiva de un sistema compensado. (c) Característica aproximada voltaje/potencia de un compensador ideal. (d) Diagrama del balance de potencia reactiva (variación de Q_s y Q_γ con Q_ℓ).

Si la potencia reactiva puede ser variada desde estar en atraso, hasta estar en adelante, entonces lo que se requiere es un compensador cuya característica $V - Q$ se extienda en ambos cuadrantes como se muestra en la Figura 6a. La característica del compensador inductivo de la Figura 5c puede ser extendida de esta manera por medio de un capacitor en derivación como se muestra en la Figura 6b. De la misma forma, la compensación capacitiva puede ser extendida al cuadrante en atraso por medio de un inductor en derivación como se muestra en la Figura 6c. Si el capacitor de la Figura 6b es lo suficientemente grande, entonces el compensador inductivo puede ser extendido de manera que su característica se encuentre por completo en el cuadrante en adelante. Cuando se combina con un capacitor en derivación, el compensador inductivo llega a ser capaz de mantener voltaje constante y factor de potencia promedio unitario en una carga inductiva.

La distinción entre un compensador inductivo y uno capacitivo puede parecer un poco artificial, pero es importante desde un punto de vista práctico ya que todos los compensadores reales, con excepción del condensador síncrono, trabajan controlando las corrientes ya sea en un banco de capacitores, o en un arreglo de inductores. El reactor saturable, por ejemplo, usualmente se extiende al menos una parte en el cuadrante en adelante por medio de capacitores en derivación. Una reactancia fija en derivación es más barata que un compensador variable que tenga la misma capacidad de potencia reactiva y algunas veces resulta económico fijar el tamaño del compensador para que atienda solo las variaciones en la potencia reactiva de la carga, mientras éste se extiende con una reactancia en derivación fija para lograr el factor de potencia promedio deseado.

En las Figuras 5, 6 y 7, las características de voltaje/potencia reactiva del compensador y del sistema de alimentación no son realmente líneas rectas sino curvas de naturaleza cuadrática. Éstas se han mostrado de forma aproximada como líneas rectas bajo la consideración de que V no se desvía apreciablemente de 1.0 pu. Para obtener cálculos más precisos, deberán emplearse las Ecuaciones (13) y (24).

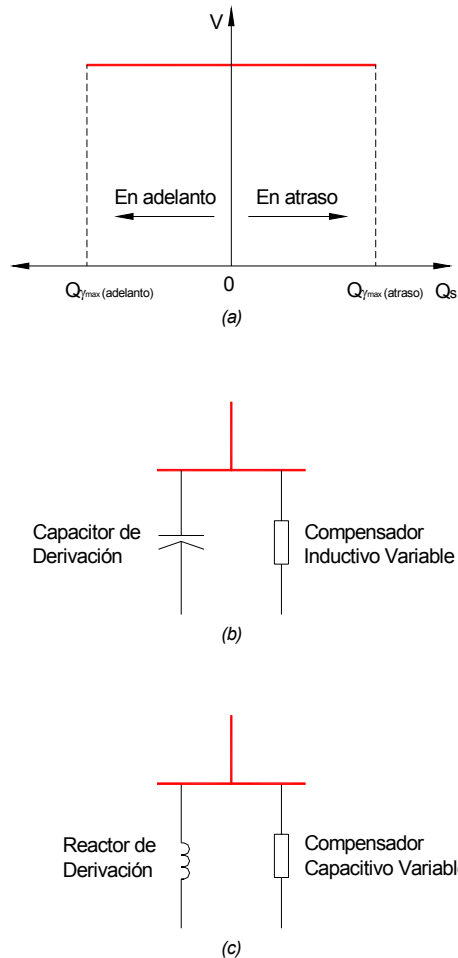


Figura 6. (a) Característica aproximada voltaje/potencia reactiva de un compensador ideal capaz de manejar potencia reactiva en adelante y en atraso. (b) Capacitor en derivación de un compensador inductivo variable. (c) Reactor en derivación de un compensador capacitivo variable.

Considérese un sistema de alimentación con un voltaje de fase a neutro de 10 kV, con un nivel de cortocircuito de 250 MVA y una relación $X_s:R_s$ de 5, alimentando una carga inductiva conectada en estrella cuya potencia es de 25 MW y cuya potencia reactiva varía desde cero hasta 50 MVAR; todas las cantidades están expresadas por fase.

Empleando la ecuación (30) nos queda:

$$\phi_{sc} = \tan^{-1}\left(\frac{X_s}{R_s}\right) = \tan^{-1}(5)$$

$$\phi_{sc} = 78.69^\circ$$

A partir de la ecuación (27), la impedancia de Thévenin del sistema de alimentación está dada por

$$|Z_{sc}| = \frac{E^2}{S_{sc}} \quad (44)$$

Así,

$$|Z_{sc}| = \frac{(10 \times 10^3 V)^2}{250 \times 10^6 VA}$$

$$|Z_{sc}| = 0.4 \left[\frac{\Omega}{fase} \right]$$

Usando las Ecuaciones (28) y (29) nos queda que

$$R_s = |Z_{sc}| \cos \phi_{sc} = 0.4 \cos(78.69^\circ)$$

$$R_s = 0.0784 \left[\frac{\Omega}{fase} \right]$$

$$X_s = |Z_{sc}| \sin \phi_{sc} = 0.4 \sin(78.69^\circ)$$

$$X_s = 0.3922 \left[\frac{\Omega}{fase} \right]$$

A partir de la ecuación (13) –misma que se reescribe a continuación– se definen A y B como sigue:

$$\Delta V = \left(\frac{R_s P_1 + X_s Q_1}{V} \right) + j \left(\frac{X_s P_1 - R_s Q_1}{V} \right)$$

$$A = R_s P_1 + X_s Q_1 \quad (45)$$

$$B = X_s P_1 - R_s Q_1 \quad (46)$$

cuyos valores para el presente ejemplo son:

$$A = (0.0784)(25 \times 10^6) + (0.3922)(50 \times 10^6)$$

$$A = 2.1573 \times 10^7 \text{ [Volt}^2\text{]}$$

$$B = (0.3922)(25 \times 10^6) - (0.0784)(50 \times 10^6)$$

$$B = 5.8835 \times 10^6 \text{ [Volt}^2\text{]}$$

Rescribiendo la ecuación (24) en términos de A y B , con $Q_s = Q_1$, $E = 10 \times 10^3$ y asumiendo que $|E|^2 = E^2$ nos queda:

$$|E|^2 = \left(V + \frac{R_s P_1 + X_s Q_s}{V} \right)^2 + \left(\frac{X_s P_1 - R_s Q_s}{V} \right)^2$$

$$E^2 = \left(V + \frac{A}{V} \right)^2 + \left(\frac{B}{V} \right)^2$$

Desarrollando los cuadrados y reagrupando términos nos queda:

$$E^2 = V^2 + 2A + \frac{A^2 + B^2}{V^2}$$

Multiplicando esta última expresión por V^2 , factorizando e igualando a cero obtenemos la siguiente ecuación de cuarto grado:

$$V^4 + (2A - E^2)V^2 + (A^2 + B^2) = 0$$

Definiendo $C = (2A - E^2)$, $D = (A^2 + B^2)$, $\alpha^2 = V^4$ y $\alpha = V^2$ nos queda

$$\alpha^2 + C\alpha + D = 0$$

cuya solución es:

$$\alpha_{1,2} = \frac{-C \pm \sqrt{C^2 - 4D}}{2} = \frac{-(-5.6854e+007) \pm \sqrt{(-5.6854e+007)^2 - 4(5.0000e+014)}}{2}$$

$$\alpha_1 = 4.5980 \times 10^7 \text{ [Volt}^2\text{]}$$

$$\alpha_2 = 1.0874 \times 10^7 \text{ [Volt}^2\text{]}$$

Tomando el primer valor de α para determinar V y como $\alpha_1 = V^2 \Rightarrow V = \sqrt{\alpha_1}$ tenemos que:

$$V = \sqrt{4.5980 \times 10^7}$$

$$V = 6.7809 \times 10^3 \angle 0^\circ \text{ [Volt]}_{f-n}$$

Con este valor de voltaje se puede obtener el valor de ΔV empleando la ecuación (21)

$$\Delta V = \left(\frac{R_s P_1 + X_s Q_s}{V} \right) + j \left(\frac{X_s P_1 - R_s Q_s}{V} \right)$$

$$\Delta V = \left(\frac{A}{V} \right) + j \left(\frac{B}{V} \right) = \left(\frac{2.1573 \times 10^7}{6.7809 \times 10^3} \right) + j \left(\frac{5.8835 \times 10^6}{6.7809 \times 10^3} \right)$$

$$\Delta V = 3.1814 \times 10^3 + j8.6766 \times 10^2$$

$$\Delta V = 3.2976 \times 10^3 \angle 15.2551^\circ \text{ [Volt]}_{f-n}$$

Empleando la ecuación (12) para obtener la corriente en la carga nos queda:

$$I_1 = \frac{P_1 - jQ_1}{V} = \frac{25 \times 10^6 - j50 \times 10^6}{6.7809 \times 10^3} = \frac{5.5902 \times 10^7 \angle -63.4349^\circ}{6.7809 \times 10^3} = 3.6868 \times 10^3 - j7.3737 \times 10^3$$

$$I_1 = 8.2440 \times 10^3 \angle -63.4349^\circ \text{ [A]}$$

Esta corriente es la que circula a plena carga con un factor de potencia que se puede obtener como sigue:

$$\phi = \tan^{-1}\left(\frac{Q_1}{P_1}\right) = \tan^{-1}\left(\frac{50 \times 10^6}{25 \times 10^6}\right)$$

$$\phi = 63.4349^\circ$$

así,

$$fp_1 = \cos \phi = \cos(63.4349^\circ)$$

$$fp_1 = 0.4472$$

Esto es, la carga opera a un factor de potencia de 0.4472 en atraso.

Las componentes de ΔV son:

$$\Delta V_R = 3.1814 \times 10^3 \text{ [Volt]}_{f-n}$$

$$\Delta V_X = 8.6766 \times 10^2 \text{ [Volt]}_{f-n}$$

El ángulo de E lo calculamos a partir de la ecuación (22) como sigue:

$$E = V + \Delta V = 6.7809 \angle 0^\circ \text{ kV} + 3.2976 \angle 15.2551^\circ \text{ kV}$$

$$E = 9.9623 + j0.86766 \text{ kV}$$

$$E = 10 \angle 4.9776^\circ \text{ [kV]}_{f-n}$$

(47)

Los cálculos realizados se hicieron empleando las formas exactas de las Ecuaciones (31) y (32).

El diagrama fasorial para esta situación de operación se muestra en la Figura 7.

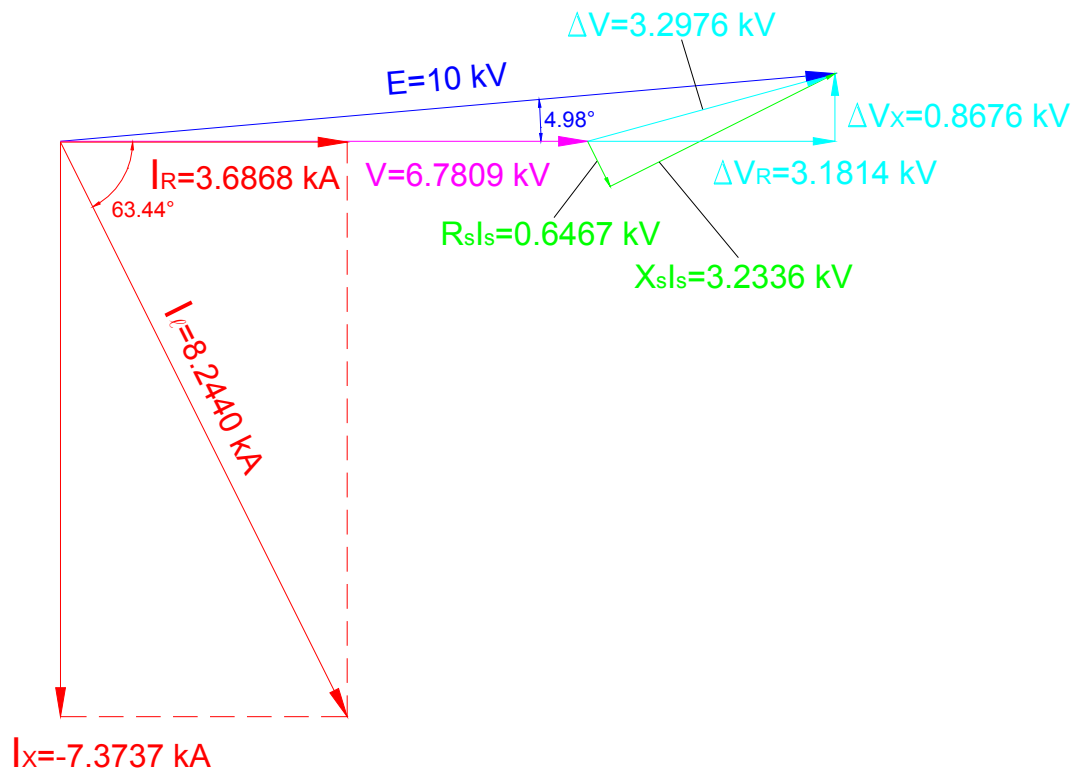


Figura 7. Diagrama fasorial de la carga (25+j50 MVA) sin compensar.

Compensación para mantener voltaje constante

En esta parte se insertará un compensador en paralelo con la carga para mantener la magnitud del voltaje de alimentación V igual que el voltaje de generación E , es decir, $|V|=|E|=10$ kV, para lo cual emplearemos la ecuación (25) misma que se describe a continuación:

$$[R_s + X_s]Q_s^2 + [2V^2X_s]Q_s + [(V^2 + R_sP_1)^2 - X_s^2P_1^2 - E^2V^2] = 0$$

Definiendo $a = R_s + X_s$, $b = 2V^2X_s$, $c = (V^2 + R_sP_1)^2 - X_s^2P_1^2 - E^2V^2$, para obtener las raíces de la ecuación de segundo grado dada por la expresión anterior, nos queda:

$$a = R_s + X_s = 0.0784^2 + 0.3922^2$$

$$a = 0.1600$$

$$b = 2V^2X_s = 2 \times 10^2 \times 0.3922$$

$$b = 78.446$$

$$c = (V^2 + R_sP_1)^2 - X_s^2P_1^2 - E^2V^2 = [10^2 + (0.0784 \times 25)]^2 - (0.3922^2 \times 25^2) - (10^2 \times 10^2)$$

$$c = 492.23$$

$$Q_s = \frac{-78.446 \pm \sqrt{78.446^2 - 4 \times 0.1600 \times 492.23}}{2 \times 0.1600}$$

$$Q_{s1} = -6.3572 \text{ MVar} \quad \text{y} \quad Q_{s2} = -483.93 \text{ MVar}$$

El valor de $Q_{s1} = -6.3572 \text{ MVar} = Q_s$ es el que hace que se cumpla la condición de que $E = 10 \text{ kV}$. Tomando este valor y la ecuación (21) para calcular las componentes de ΔV nos queda:

$$\Delta V_R = \frac{R_sP_1 + X_sQ_s}{V} = \frac{0.0784 \times 25 + 0.3922 \times (-6.3572)}{10} = -0.0532331 \text{ kV}$$

$$\Delta V_X = \frac{X_sP_1 - R_sQ_s}{V} = \frac{0.3922 \times 25 - 0.0784 \times (-6.3572)}{10} = 1.0305 \text{ kV}$$

así, el valor de ΔV será ahora:

$$\Delta V = \Delta V_R + j\Delta V_X = -0.0532331 + j1.0305 \text{ kV}$$

$$\Delta V = 1.0318 \angle 92.95^\circ \text{ kV}$$

La corriente total suministrada por el sistema será ahora:

$$I_s = \frac{P_1 - jQ_s}{V} = \frac{25 \times 10^6 - j(-6.3572 \times 10^6)}{10 \times 10^3} = 2.5 + j0.63572 \text{ kA}$$

$$I_s = 2.5796 \angle 14.2672^\circ \text{ kA}$$

El valor positivo del ángulo de la corriente nos indica que ésta adelanta al voltaje, esto es, con la adición de compensador la carga opera ahora a un factor de potencia adelantado.

La potencia del compensador será:

$$Q_\gamma = Q_s - Q_l \quad (48)$$

$$Q_\gamma = -6.3572 - 50$$

$$Q_\gamma = -56.3572 \text{ MVAr}$$

La corriente en el compensador se calcula empleando este valor y la ecuación (17) como sigue:

$$I_\gamma = -\frac{jQ_\gamma}{V}$$

$$I_\gamma = -\frac{j-56.3572}{10} = j5.6357 \text{ kA}$$

$$I_\gamma = 5.6357 \angle 90^\circ \text{ kA}$$

Estos resultados muestran que la potencia reactiva del compensador no es igual a la potencia reactiva de la carga ya que la primera excede a ésta última en 6.3572 MVAr como resultado de la compensación del voltaje causada por la potencia real en la carga P_γ . Consecuentemente el factor de potencia del sistema no es igual a la unidad, sino que toma un valor dado por la siguiente expresión:

$$\cos \phi_s = \frac{P_s}{S_s} = \frac{P_s}{\sqrt{P_s^2 + Q_s^2}} \quad (49)$$

$$fp_s = \cos \phi_s = \frac{25}{\sqrt{25^2 + (-6.3572)^2}}$$

$$fp_s = 0.9692$$

Lo anterior implica que la carga opera ahora a un factor de potencia de 0.9692 en adelante, con la corriente I_s que adelanta al voltaje en un ángulo de:

$$\phi_s = \cos^{-1}(fp_s) = \cos^{-1}(0.9692)$$

$$fp_s = 14.2672^\circ$$

Valor que concuerda con el ángulo de la corriente calculado anteriormente.

La corriente que circula por la carga se calcula empleando la ecuación (12):

$$I_l = \frac{P_l - jQ_l}{V} = \frac{25 \times 10^6 - j50 \times 10^6}{10 \times 10^3} = 2.5 - j5 \text{ kA}$$

$$I_l = 5.5902 \angle -63.4349^\circ \text{ kA}$$

El ángulo de E lo calculamos a partir de la ecuación (22) como sigue:

$$E = V + \Delta V = 10 \text{ kV} \angle 0^\circ + 1.0318 \angle 92.95^\circ$$

$$E = 10 \angle 5.91^\circ [\text{kV}]_{f-n} \quad (50)$$

El diagrama fasorial para esta situación del compensador operando en paralelo con la carga y manteniendo un voltaje constante se muestra en la Figura 8.

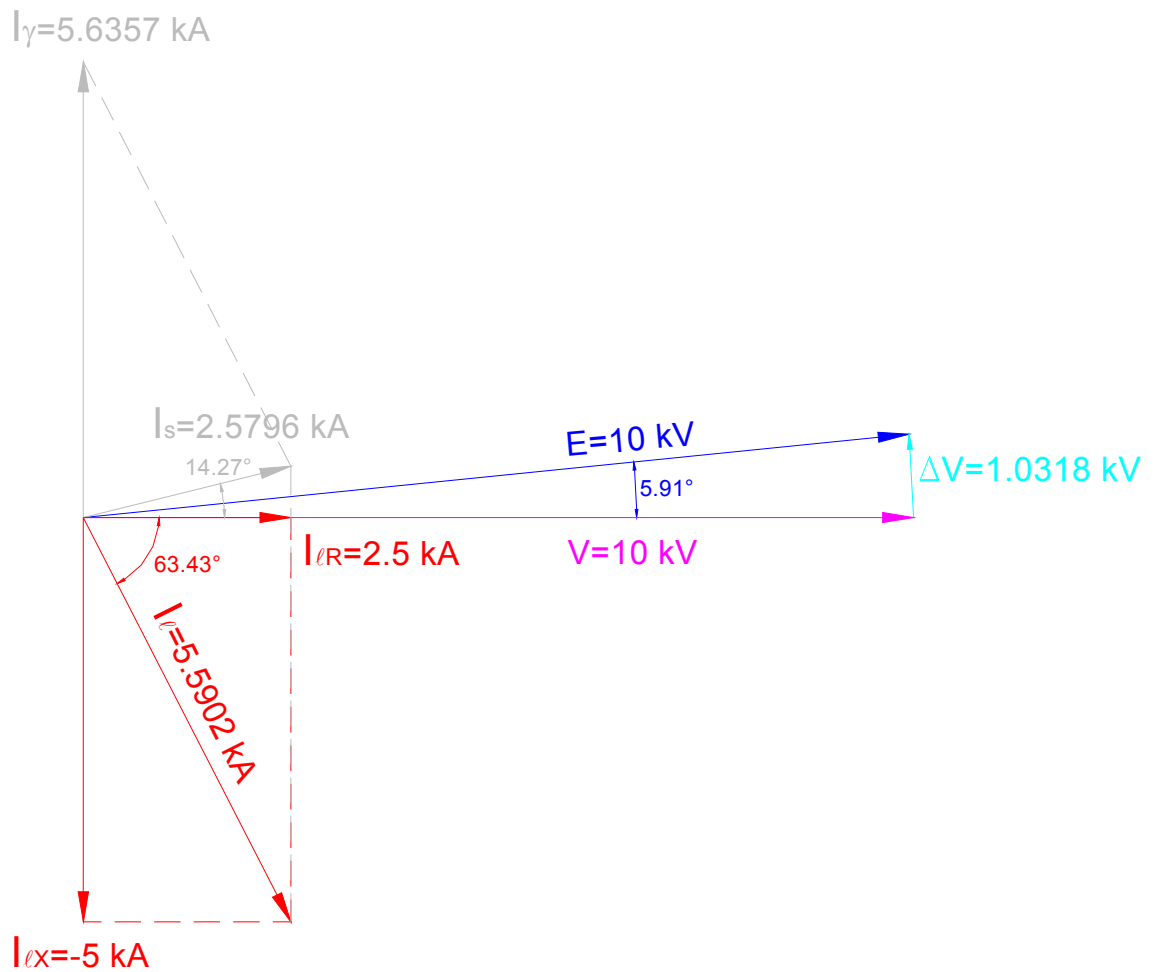


Figura 8. Diagrama fasorial de la carga compensada para mantener voltaje constante.

Compensación para mantener factor de potencia unitario.

Para lograr que la carga opere a factor de potencia unitario, la potencia reactiva del compensador tiene que ser igual a la potencia requerida por la carga, es decir, $Q_\gamma = Q_\ell = 50$ MVar, siendo ahora la potencia del sistema igual a cero, esto es, $Q_s = 0$. A partir de la ecuación (24) y asumiendo que $|E|^2 = E^2$, obtenemos la siguiente expresión:

$$E^2 = \left(V + \frac{R_s P_1}{V} \right)^2 + \left(\frac{X_s P_1}{V} \right)^2 \quad (51)$$

Definiendo M y N como sigue:

$$M = R_s P_1 \quad (52)$$

$$N = X_s P_1 \quad (53)$$

la ecuación (51) nos queda como:

$$E^2 = \left(V + \frac{M}{V} \right)^2 + \left(\frac{N}{V} \right)^2 \quad (54)$$

Desarrollando los cuadrados y reagrupando términos nos queda:

$$E^2 = V^2 + 2M + \frac{M^2 + N^2}{V^2}$$

Multiplicando esta última expresión por V^2 , factorizando e igualando a cero obtenemos la siguiente ecuación de cuarto grado:

$$V^4 + (2M - E^2)V^2 + (M^2 + N^2) = 0$$

Para el presente ejemplo, los valores de M y N son los siguientes:

$$M = (0.0784)(25 \times 10^6)$$

$$M = 1.9612 \times 10^6 \text{ [Volt}^2\text{]}$$

$$N = (0.3922)(25 \times 10^6)$$

$$N = 9.8058 \times 10^6 \text{ [Volt}^2\text{]}$$

Definiendo $b = (2M - E^2)$, $c = (M^2 + N^2)$, $\beta^2 = V^4$ y $\beta = V^2$ nos queda:

$$\beta^2 + a\beta + c = 0$$

cuya solución es:

$$\beta_{1,2} = \frac{-b \pm \sqrt{b^2 - 4c}}{2} = \frac{-(-9.6078 \times 10^7) \pm \sqrt{(-9.6078 \times 10^7)^2 - 4(1.0000 \times 10^{14})}}{2}$$

$$\beta_1 = 9.5025 \times 10^7 \text{ [Volt}^2\text{]}$$

$$\beta_2 = 1.0524 \times 10^6 \text{ [Volt}^2\text{]}$$

Tomando el primer valor de β para determinar V y como $\beta_1 = V^2 \Rightarrow V = \sqrt{\beta_1}$ tenemos que:

$$V = \sqrt{9.5025 \times 10^7}$$

$$V = 9.7481 \times 10^3 \angle 0^\circ \text{ [Volt]}_{f-n}$$

Con este valor de voltaje se puede obtener el valor de ΔV empleando la ecuación (26) como sigue:

$$\Delta V = \left(\frac{R_s P_1}{V} \right) + j \left(\frac{X_s P_1}{V} \right)$$

$$\Delta V = \left(\frac{M}{V} \right) + j \left(\frac{N}{V} \right) = \left(\frac{1.9612 \times 10^6}{9.7481 \times 10^3} \right) + j \left(\frac{9.8058 \times 10^6}{9.7481 \times 10^3} \right)$$

$$\Delta V = 2.0118 \times 10^2 + j1.0059 \times 10^3$$

$$\Delta V = 1.0258 \angle 78.6901^\circ \text{ [kV]}_{f-n}$$

La corriente total suministrada por el sistema será ahora:

$$I_s = \frac{P_1 - jQ_s}{V} = \frac{25 \times 10^6 - j(0)}{9.7481 \times 10^3} = 2.5646 + j0 \text{ kA}$$

$$I_s = 2.5646 \angle 0^\circ \text{ kA}$$

Esta corriente es igual a la componente real de la corriente I_{eR} como se comprueba a continuación.

Para obtener la corriente en la carga I_c empleando la ecuación (12) como sigue:

$$I_1 = \frac{P_1 - jQ_1}{V} = \frac{25 \times 10^6 - j50 \times 10^6}{9.7481 \times 10^3} = \frac{5.5902 \times 10^7 \angle -63.4349^\circ}{9.7481 \times 10^3} = 2.5646 \times 10^3 - j5.1292 \times 10^3$$

$$I_1 = 5.7346 \times 10^3 \angle -63.4349^\circ [A]$$

Para la situación en estudio, se puede comprobar que $I_\gamma = -I_{\ell X}$ empleando la ecuación (17) como sigue:

$$I_\gamma = -\frac{jQ_\gamma}{V}$$

$$I_\gamma = -\frac{j-50}{9.7481} = j5.1292 \text{ kA}$$

$$-I_{\ell X} = -(-j5.1292 \text{ kA}) = j5.1292 \text{ kA}$$

Al igual que en las situaciones anteriores, la corriente I_ℓ circula a plena carga con un factor de potencia de 0.4472 en atraso:

$$\phi_1 = \tan^{-1}\left(\frac{Q_1}{P_1}\right) = \tan^{-1}\left(\frac{50 \times 10^6}{25 \times 10^6}\right)$$

$$\phi_1 = 63.4349^\circ$$

así,

$$fp_1 = \cos \phi_1 = \cos(63.4349^\circ)$$

$$fp_1 = 0.4472$$

Las componentes de ΔV son:

$$\Delta V_R = 2.0118 \times 10^2 [\text{Volt}]_{f_n}$$

$$\Delta V_X = 1.0059 \times 10^3 [\text{Volt}]_{f_n}$$

El ángulo de E lo calculamos a partir de la ecuación (22) como sigue:

$$E = V + \Delta V = 9.7481 \angle 0^\circ \text{ kV} + 1.0258 \angle 78.6901^\circ \text{ kV}$$

$$E = 9.9493 + j1.0059 \text{ kV} \tag{55}$$

$$E = 10 \angle 5.7733^\circ [kV]_{f_n}$$

La caída de voltaje dada por ΔV tiene un valor de $9.7481 - 10 = -0.252$, o bien, de aproximadamente el 2.5%.

De esta manera se observa que la corrección del factor de potencia mejora la regulación de voltaje enormemente, comparada con la situación sin compensar. En muchas situaciones este grado de corrección del factor de potencia es adecuado y el compensador puede ser diseñado para proveer los requerimientos de potencia reactiva de la carga más que actuar como un regulador de voltaje.

El diagrama fasorial para esta situación de operación se muestra en la Figura 9.

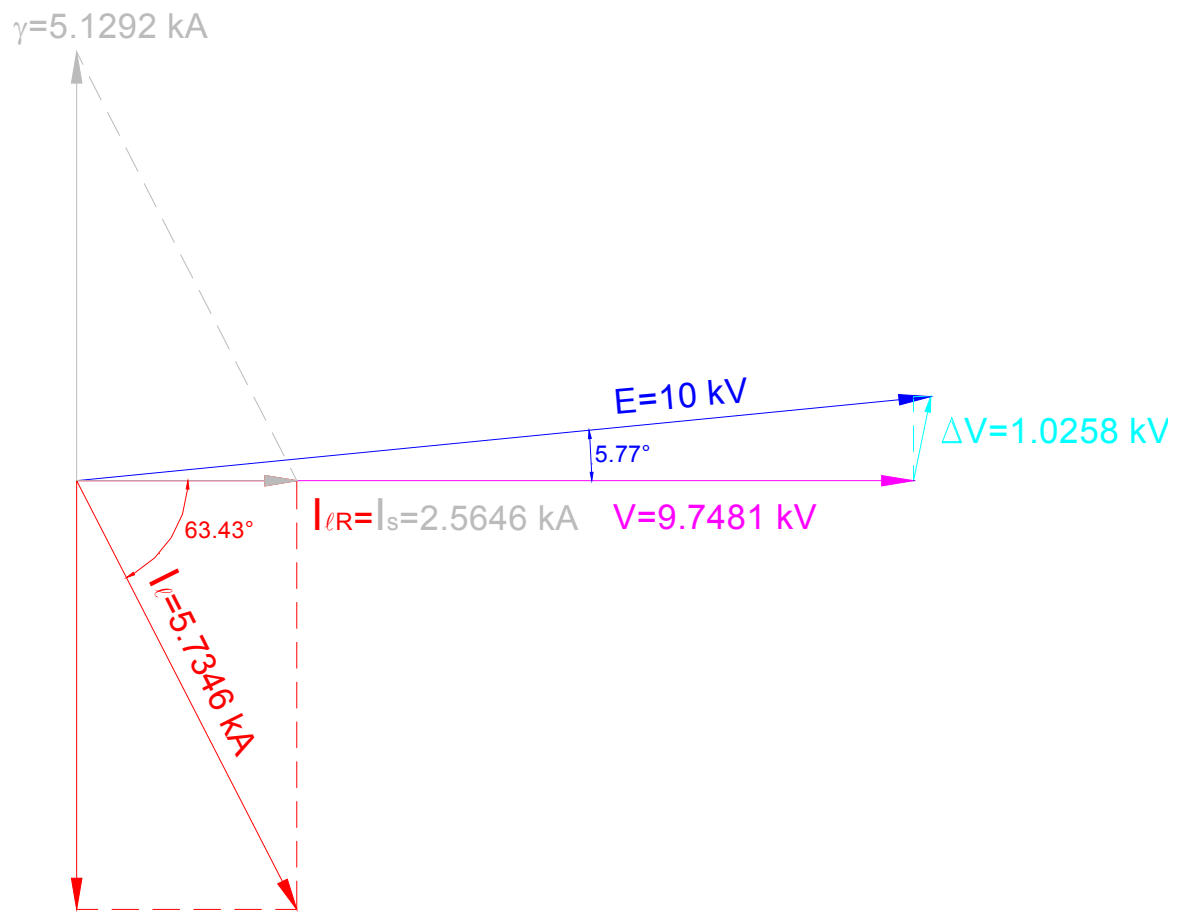
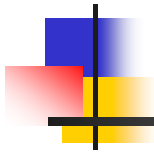


Figura 9. Diagrama fasorial de la carga compensada para mantener factor de potencia unitario.

1.8. REFERENCIAS

- [1] ATP Primer Manual & ATP Rule Book.
- [2] T. J. E. Miller. *Reactive Power Control In Electric Systems*. Wiley-Interscience. 1982.
- [3] Tore Petersson. *Reactive Power Compensation*. ABB Power Systems, Sweden.
- [4] Philip Moore and Peter Ashmole. *Tutorial. Flexible AC Transmission Systems*. Power Engineering Journal, December 1995.



Capítulo 2

Teoría de la Compensación de Potencia Reactiva en SEP's

2.1 RESUMEN HISTÓRICO

El aspecto económico en los sistemas eléctricos de potencia siempre ha forzado al ingeniero de planeación a transmitir tanta potencia como sea posible a través de una línea de transmisión existente. En la actualidad, sin embargo, se presentan restricciones adicionales mayores a las que se tenían en el pasado. En primer lugar, la dependencia que tienen los centros de carga respecto a la continuidad del suministro eléctrico se ha hecho más crítica (los eventos ocurridos durante los apagones que se presentaron en el Noreste de los Estados Unidos y en la Ciudad de Nueva York son una prueba de esta necesidad). La continuidad del suministro depende cada vez más de la seguridad y disponibilidad de los elementos, los cuales son cada vez más críticos. En segundo lugar, en varios sitios del planeta se ha dado un gran impulso al desarrollo enfocado a los recursos hidrológicos, los cuales, en la gran mayoría de los casos, se localizan a grandes distancias de donde se ubican los centros de carga, llegando a tenerse enlaces de hasta 1000 km o más. Dichos enlaces, están caracterizados, además de su gran longitud, por las grandes cantidades de potencia que es transmitida (11,000 MW o más). El desarrollo de los esquemas de compensación ha ayudado a hacer que la transmisión de corriente alterna (ca) sea técnica y económicamente competitiva, aún en los tiempos en que la transmisión en corriente directa (cd) ha logrado grandes avances. Una tercera restricción en la planeación ha sido la dificultad de adquirir los derechos de vía para los nuevos circuitos de transmisión. La gran presión generada para maximizar la utilización de líneas de transmisión (nuevas y existentes) ha ayudado a motivar el desarrollo y aplicación de los sistemas de compensación.

2.2 REQUERIMIENTOS FUNDAMENTALES EN LA TRANSMISIÓN DE POTENCIA DE CA

La transmisión de potencia eléctrica a gran escala empleando corriente alterna solo es posible si se cumplen los siguientes dos requerimientos:

1. Las máquinas síncronas de mayor tamaño deben permanecer en sincronismo de manera estable.

Las máquinas síncronas en un sistema de transmisión están integradas por generadores y condensadores síncronos, los cuales, para poder operar de manera útil, requieren mantenerse en sincronismo unos con otros. El concepto fundamental para mantener el sincronismo es la *estabilidad*. La estabilidad es la tendencia de un sistema de potencia (y de las máquinas síncronas en particular) a continuar operando establemente en el modo pretendido^ψ. Esta también es una medida de la habilidad intrínseca del sistema para recobrase, tanto de disturbios extraños (tales como fallas, descargas atmosféricas y variaciones en la carga), como de disturbios bien planeados (tales como maniobras de conexión–desconexión de líneas de transmisión).

^ψ El modo pretendido o normal es aquel en el cual los flujos de potencia activa y reactiva tienen sus valores pretendidos, mientras que los voltajes y corrientes y los ángulos mecánicos de fase entre los rotores de las máquinas síncronas son todos constantes.

Uno de los límites en el uso de las líneas de transmisión se refiere al hecho de que, para una línea de una longitud dada, la estabilidad tiende a ser menor conforme la potencia transmitida se incrementa. Si la potencia pudiera ser incrementada gradualmente (sin que se presenten disturbios extraños), se podría alcanzar cierto nivel en el cual el sistema repentinamente se volvería inestable. Las máquinas síncronas en los dos extremos de la línea podrían perder el paso, esto es, sufrirían pérdida de sincronismo. Este nivel de transmisión de potencia es el *límite de estabilidad en estado estable*, llamado así porque es ésta la máxima potencia estable que puede (en teoría) ser transmitida establemente. El límite de estabilidad en estado estable no es un número que permanezca fijo dado por el diseño de las máquinas síncronas y del equipo de transmisión. Su valor puede ser modificado considerablemente por diversos medios. Entre los más importantes se encuentran la excitación de las máquinas síncronas (y por tanto el voltaje de la línea); el número y tipo de conexión de líneas de transmisión; el número y tipo de máquinas síncronas conectadas (las cuales cambian frecuentemente en el transcurso del día); el patrón de flujos de potencia activa y reactiva en el sistema; y, de central interés en este documento, la conexión y características del equipo de compensación.

No resulta práctico operar un sistema de transmisión muy cerca de su límite de estabilidad en estado estable; debe haber un margen en la transmisión de potencia para permitir la ocurrencia de disturbios (tales como cambios de carga, fallas y operaciones de conexión–desconexión). En la determinación de un margen adecuado, los conceptos de estabilidad transitoria y estabilidad dinámica son útiles. Se dice que un sistema de transmisión es estable dinámicamente si éste recobra su operación normal después de un disturbio menor específico. El grado de estabilidad dinámica puede ser expresado en términos del grado de amortiguamiento de las componentes transitorias de voltajes, corrientes y ángulos de carga de las máquinas síncronas. El grado de amortiguamiento, o decaimiento, es el principal interés en el estudio de la estabilidad dinámica. Consecuentemente, los cálculos modernos usualmente se basan en la teoría de pequeñas perturbaciones y análisis de valores característicos para su estudio.

Un tercer punto en la estabilidad de sistemas de transmisión de potencia es si el sistema recobrará su operación normal después de un disturbio mayor, como puede ser una falla lo suficientemente severa como para disparar un circuito mayor, o la falla de un elemento mayor en una planta de generación, tal como un generador, una línea aérea o bien un transformador. Ésta también es la denominada cuestión de estabilidad transitoria. Un sistema tiene estabilidad transitoria si éste puede recobrar su operación normal después de un disturbio mayor específico. Una recuperación exitosa del sistema depende, entre otros factores, del nivel de transmisión de potencia inmediatamente después de la ocurrencia del disturbio. El límite de estabilidad transitoria es el nivel mayor de transmisión de potencia para el cual el sistema tiene estabilidad transitoria después de un disturbio específico.

2. Los voltajes deben permanecer cerca de sus valores nominales.

El segundo requerimiento fundamental en la transmisión de potencia en corriente alterna es mantener los niveles correctos de voltaje. Los sistemas modernos de potencia no son muy tolerantes a voltajes anormales, aún en periodos cortos de tiempo.

El bajo voltaje, que generalmente se asocia a una carga pesada y/o a cortes de generación, causa una disminución en el correcto desempeño de las cargas, particularmente en motores de inducción. En sistemas altamente cargados, el bajo voltaje puede ser una señal de que la carga se está aproximando a su límite de estabilidad en estado estable. Disminuciones repentinas de voltaje pueden ser el resultado de la conexión de cargas de gran tamaño.

El sobrevoltaje es una condición peligrosa debido al riesgo de flameo o presencia de arco sobre el aislamiento. La saturación de transformadores sujetos a sobrevoltaje puede producir grandes corrientes con un gran contenido armónico, las cuales, en la presencia de capacitancia suficiente, presentan el riesgo de generar ferresonancia así como resonancias armónicas. Las sobretensiones se generan por diversas causas. La reducción de carga durante cierta parte del ciclo diario de carga causa una elevación gradual en el voltaje. No controlado, este sobrevoltaje puede acortar la vida útil del aislamiento aún cuando no se alcance el nivel requerido para el flameo. Sobretensiones repentinas pueden resultar de la desconexión de cargas u otros equipos, mientras que los sobrevoltajes de rapidez extrema pueden ser causados por operaciones de conexión–desconexión, fallas y descargas atmosféricas. En sistemas de transmisión de gran longitud, el efecto Ferranti (sobrevoltaje a cargas bajas) podría limitar la transmisión de potencia si no se toman medidas de compensación adecuadas.

2.3 FACTORES DE INGENIERÍA QUE AFECTAN LA ESTABILIDAD Y CONTROL DE VOLTAJE

El diseño de virtualmente cada elemento de un sistema de transmisión tiene una influencia importante en al menos uno de los dos requerimientos fundamentales en la transmisión de potencia descritos anteriormente. El estudio general del control de voltaje y la estabilidad en los sistemas de potencia es muy vasto y lo relativo a técnicas de compensación es solo una pequeña parte. En las Tablas 1 y 2 se resumen las técnicas de compensación orientadas al control de voltaje y estabilidad en los sistemas eléctricos de potencia.

PROBLEMA, APLICACIÓN O PROPÓSITO	Equipo o Método Existente							Equipo de compensación de propósito especial									
	Incrementar el voltaje de transmisión	Incrementar el número de líneas en paralelo	Cambiador de derivaciones del transformador	Control lento del AVR	Control rápido del AVR	Válvulas rápidas en turbinas de las máquinas	Operaciones de maniobra rápidas en líneas, capacidad en recierre de interruptores	Resistencias de preinserción	Reactor en derivación (con conexión-desconexión)	Capacitor de derivación	Reactor serie	Capacitor serie	Condensador síncrono	Reactor polifásico saturable	Reactor controlado por tiristores	Capacitor switchhead por tiristores	Acoplamiento limitador de corto circuito
Requerimiento Fundamental # 1	Mejorar la estabilidad en estado estable	•	•	•	•				•	•		•	•	•	•	•	
	Mejorar la estabilidad dinámica					•							•	•	•	•	
	Mejorar la estabilidad transitoria	•			•	•	•			•		•	•	•	•	•	
Requerimiento Fundamental # 2	Limitar la caída rápida del voltaje				•	•				•			•	•	•	•	
	Limitar la caída lenta del voltaje			•	•					•			•	•	•	•	
	Limitar el incremento rápido del voltaje				•		•		•				•	•	•	•	
	Limitar el incremento lento del voltaje			•	•				•				•	•	•	•	
	Limitar los sobrevoltajes de frente rápido de onda debidos a maniobras, descargas, etc.								•				•	•	•		
Otros requerimientos	Soporte de potencia reactiva en las terminales de un convertidor de cd												•	•	•	•	
	Incrementar el nivel de cortocircuito											•	•				
	Disminuir el nivel de cortocircuito										•						•

Tabla 1. Aplicación de las técnicas de compensación y equipos asociados.

En la Tabla 1 se muestran agrupados los principales problemas o aplicaciones asociados al equipo de compensación, bajo los dos requerimientos fundamentales de la transmisión de potencia, pudiéndose observar que la mayoría de los equipos de compensación de propósito especial juegan un papel importante en la mayoría de tales aplicaciones.

2.4 LÍNEAS DE TRANSMISIÓN SIN COMPENSAR

Equipo de compensación	Ventajas	Desventajas
Reactor desconectable en derivación	Sencillo en principio y construcción	Valor fijo
Capacitor desconectable en derivación	Sencillo en principio y construcción	Valor fijo
Capacitor serie	Sencillo en principio Desempeño relativamente insensible al lugar de operación	Requiere protección contra sobre voltajes y filtros para sub armónicas Capacidad limitada para sobrecarga
Condensador síncrono	Tiene capacidad útil de sobrecarga Totalmente controlable Bajo contenido armónico	Requerimiento alto de mantenimiento Respuesta de control lenta Desempeño sensible al lugar de aplicación Requiere obra civil mayor
Reactor saturado polifásico	Construcción muy duradera Gran capacidad de sobrecarga Sin efecto en los niveles de falla Armónicos de orden bajo	Esencialmente valor fijo Desempeño sensible al lugar de aplicación Ruidoso
Reactor controlado por tiristores (TCR)	Rápida respuesta Totalmente controlable Sin efecto en los niveles de falla Puede ser reparado rápidamente en caso de falla	Genera armónicas Desempeño sensible al lugar de aplicación
Capacitor switchheado por tiristores (TSC)	Puede ser reparado rápidamente en caso de falla No genera armónicas	No tiene capacidad de limitar los sobre voltajes Complejo sistema de control y arreglo de bahías Bajas frecuencia de resonancia con el sistema Desempeño sensible al lugar de aplicación

Tabla 2. Ventajas y desventajas de los distintos equipos de compensación en los sistemas de transmisión.

2.4.1 Parámetros Eléctricos

Una línea de transmisión se caracteriza por cuatro parámetros de circuito de tipo distribuido: su resistencia r e inductancia l en serie y su conductancia g y capacitancia c en derivación. Los valores de estos cuatro parámetros están en función del diseño de la línea, es decir, del tamaño y tipo de conductor, espaciamiento entre conductores, altura sobre el nivel de tierra, frecuencia de operación y temperatura. Dichos parámetros varían también de acuerdo al número de líneas paralelas cercanas y pueden originarse diferentes valores para corrientes de secuencia positiva y secuencia cero. Algunos valores típicos se muestran en la Tabla 3, de los cuales el correspondiente a voltaje nominal de 400 kV es el único empleado en México.

Característica	Voltaje Nominal [kV]										
	345		400	500			765		1100		1500
	Configuración de los conductores										
	Hor.	Delta	Delta	Hor.	Vert.	Delta	Hor.	Delta	Hor.	Delta	Hor.
ωl [Ω /mi]	0.59	0.59	0.51	0.60	0.49	0.51	0.53	0.53	0.48	0.47	0.47
r [Ω /mi]	0.060	0.060	0.030	0.025	0.026	0.019	0.020	0.020	0.0079	0.0076	0.0072
ωc [μ S/mi]	7.27	7.29	8.35	7.23	8.80	8.35	8.02	8.01	8.94	8.92	9.21
β [rad/mi x 10^{-3}]	2.07	2.07	2.02	2.08	2.08	2.06	2.06	2.06	2.07	2.05	2.08
Impedancia característica Z_0 [Ω]	285	283	247	287	235	247	258	257	232	231	225
Potencia natural P_0 [MW]	417	420	647	870	1060	1010	2270	2280	5220	5250	10000
Potencia de carga MVA [MVA/mi]	0.866	0.868	1.26	1.81	2.20	2.09	4.70	4.70	10.8	10.8	20.7

Tabla 3. Valores típicos de líneas de transmisión de EHV y UHV.

El comportamiento característico de una línea de transmisión es dominado por la inductancia serie y la capacitancia en derivación. La resistencia serie tiene una influencia secundaria pero no significativa y tiene una importancia aparte en la determinación de las pérdidas.

La Figura 1 muestra el circuito equivalente de parámetros concentrados de una fase de una línea de transmisión, la cual tiene máquinas síncronas idénticas conectadas en ambos extremos. Tal línea es denominada línea simétrica.

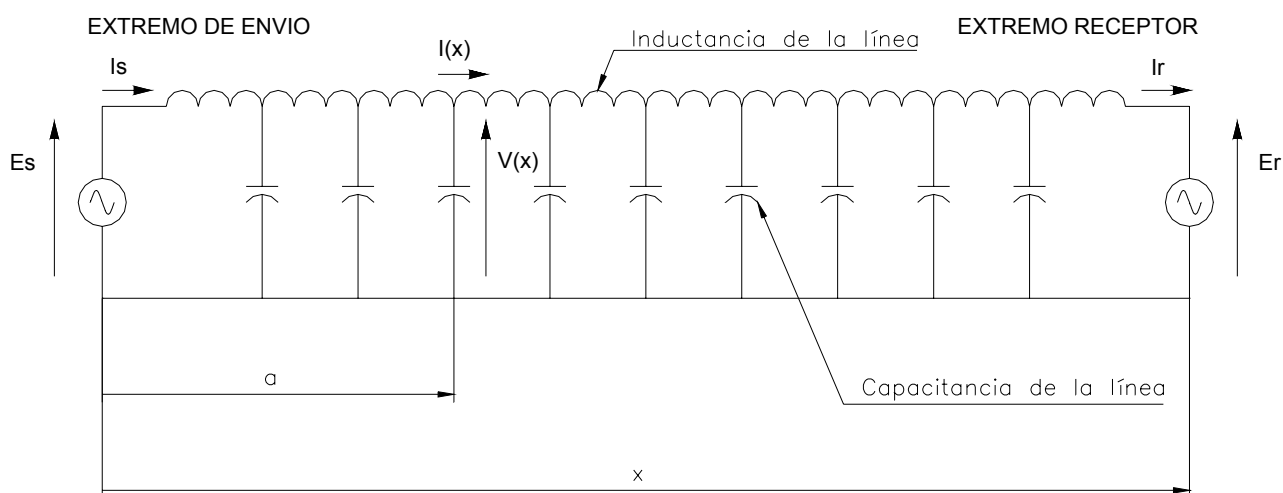


Figura 1. Representación de una línea de transmisión larga a través de parámetros concentrados.

2.4.2 Ecuación Fundamental de la línea de transmisión

La ecuación fundamental que gobierna la propagación de la energía a lo largo de la línea de transmisión es la ecuación de onda, la cual se escribe a continuación:

$$\frac{d^2 \mathbf{V}}{dx^2} = \Gamma^2 \mathbf{V} \quad \text{donde} \quad \Gamma^2 = (r + j\omega l)(g + j\omega c) \quad (1)$$

Se asume que la frecuencia es fija y que \mathbf{V} es el fasor de voltaje, dado por $ve^{j\omega t}/\sqrt{2}$, en cualquier punto de la línea. El fasor de corriente también satisface la ecuación anterior. Ya que x es la longitud a lo largo de la línea, medida desde cualquier punto conveniente de referencia, la ecuación describe la variación del voltaje \mathbf{V} y de la corriente \mathbf{I} a lo largo de la línea y esto implica que ambos tengan una variación de carácter senoidal.

Si se asume que la línea de transmisión no tiene pérdidas, la solución general de la ecuación (1) (para el voltaje y la corriente) es la siguiente:

$$\mathbf{V}(x) = V_r \cos \beta(a - x) + j Z_0 I_r \text{sen} \beta(a - x) \quad (2)$$

$$\mathbf{I}(x) = j \left[\frac{V_r}{Z_0} \right] \text{sen} \beta(a - x) + I_r \cos \beta(a - x) \quad (3)$$

Siendo a la longitud de la línea de transmisión. El valor de β se obtiene a partir de la constante de propagación Γ al hacer $r = g = 0$.

Con esta condición $\Gamma = j\beta$, con lo cual se obtiene que:

$$\beta = \omega \sqrt{lc} \quad (4)$$

La forma de las Ecuaciones (2) y (1) muestra la variación senoidal esperada de \mathbf{V} e \mathbf{I} a lo largo de la línea, teniendo cada una de estas cantidades dos términos o componentes. Tanto \mathbf{V} como \mathbf{I} presentan una variación senoidal de sus partes real e imaginaria a lo largo de la línea.

La fracción $1/\sqrt{lc}$ es la velocidad de propagación de efectos electromagnéticos a lo largo de la línea. Para líneas de transmisión aéreas de alta tensión, esta cantidad tiene un valor un poco menor que la velocidad de la luz, $u = 3 \times 10^8 \text{ m/s} = 186,000 \text{ mi/s}$. Además, como $\omega = 2\pi f$, a partir de la ecuación (1) se obtiene:

$$\beta = \frac{2\pi f}{u} = \frac{2\pi}{\lambda} \quad (5)$$

Donde λ es la longitud de onda. β es el número de ondas, esto es, el número de ondas completas por unidad de longitud de línea. Para una frecuencia de 60 Hz, se obtiene el siguiente valor para λ :

$$\lambda = \frac{u}{f} = \frac{186000 \text{ mi/s}}{60 \text{ ciclos/s}} = 3100 \frac{\text{mi}}{\text{ciclo}} \quad (6)$$

De esta forma β puede ser expresada como una longitud de onda por 3100 mi, es decir, 360° por 3100 mi, o 0.116° por mi, o $2.027 \times 10^{-3} \text{ rad/mi}$.

La cantidad βa es la longitud eléctrica de la línea de transmisión expresada en radianes o en longitudes de onda y el símbolo que se emplea para ésta es θ , lo cual implica

$$\theta = \beta a \quad (7)$$

2.4.3 Impedancia Característica y Potencia Natural

La constante Z_0 en las Ecuaciones (1) y (1) es la llamada impedancia característica (surge impedance), la cual se define como:

$$Z_0 = \sqrt{\frac{l}{c}} \quad (8)$$

El valor de la impedancia característica depende del diseño de la línea (ver valores dados en la Tabla 3). Para líneas aéreas de alta tensión, el valor de secuencia positiva típicamente cae en el rango de 200 a 400 Ω .

Si las pérdidas son despreciadas la línea se caracteriza enteramente por su longitud y por los dos parámetros Z_0 y β . Ya que estos dos valores son, en cierto grado, comparables para todas las líneas de transmisión, el comportamiento de éstas es fundamentalmente el mismo y las diferencias se presentan exclusivamente de acuerdo a la longitud, el voltaje y el nivel de transmisión de potencia que se tengan.

La impedancia característica es la impedancia aparente de una línea de longitud infinita, esto es, la relación del voltaje a la corriente en cualquier punto de ésta. Una línea de longitud finita terminada en un extremo por una impedancia Z_0 es eléctricamente indistinguible de una línea infinita, así que si $V_r/I_r = Z_0$, entonces, empleando las Ecuaciones (1) y (1), la impedancia aparente en cualquier punto será:

$$Z(x) = \frac{V(x)}{I(x)} = \frac{Z_0 I_r \{\cos[(\beta(a-x))] + j \text{sen}[(\beta(a-x))]\}}{I_r \{\cos[(\beta(a-x))] + j \text{sen}[(\beta(a-x))]\}} = Z_0 \quad (9)$$

Con lo cual se observa que la impedancia característica es independiente de x . Adicionalmente y de mayor importancia es que:

$$V(x) = V_r \cos \beta(a-x) + j Z_0 I_r \text{sen} \beta(a-x) = V_r e^{j\beta(a-x)} \quad (10)$$

$$I(x) = j \left[\frac{I_r}{Z_0} \right] \text{sen} \beta(a-x) + I_r \cos \beta(a-x) = I_r e^{j\beta(a-x)} \quad (11)$$

Es decir, tanto V como I tienen amplitud constante a lo largo de la línea. Se dice entonces que la línea tiene un perfil plano de voltaje. Mientras que V e I están en fase uno con otro a todo lo largo de la línea, ambos están rotados en fase. El ángulo de fase entre el extremo de envío y el extremo de recepción está dado de manera implícita en las Ecuaciones (3) y (1), el las cuales $\theta = \beta a$ rad. Para una línea de 200 millas operando a 60 Hz, el ángulo correspondiente será:

$$\theta = \beta a = \frac{2\pi}{3100} \left[\frac{\text{rad}}{\text{mile}} \right] 200[\text{mile}] = 0.4053[\text{rad}] = 23.22^\circ \quad (12)$$

Las relaciones que guardan los fasores del voltaje y la corriente en los extremos de envío y recepción se muestran en la Figura 2.

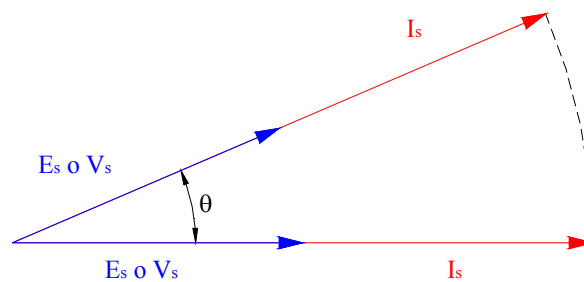


Figura 2. Diagrama fasorial de una línea cargada naturalmente.

Una línea en esta condición se dice que está cargada naturalmente. La carga natural, también llamada potencia natural (o carga de impedancia característica, SIL, por sus siglas en inglés: *Switching Impulse Level*) está dada por:

$$P_0 = \frac{V_0^2}{Z_0} \quad (13)$$

Donde V_0 es el voltaje nominal o voltaje promedio de la línea. Si V_0 es el voltaje de fase a neutro, la ecuación (3) da el valor por fase de la potencia de impedancia característica; si V_0 es el voltaje entre fases, P_0 será el valor trifásico de la potencia. La potencia natural es una importante cantidad de referencia que será usada ampliamente en lo que será expuesto a continuación.

Una ventaja de operar la línea a la potencia natural es que se obtiene un perfil plano del voltaje en esta condición de operación, además de que el aislamiento está uniformemente estresado en todos los puntos de la línea.

La potencia natural de una línea sin compensar se incrementa con el cuadrado del voltaje, de acuerdo a lo indicado en la ecuación (1). Esto ayuda a explicar porqué los voltajes de transmisión se han incrementado en la medida en que el nivel de potencia transmitida ha ido creciendo. La Tabla 3 muestra la potencia natural para algunos niveles de tensión comúnmente empleados en los sistemas eléctricos de potencia.

La impedancia característica Z_0 es un número real. Por lo tanto, a la potencia natural, el factor de potencia (el coseno del ángulo entre V e I) es igual a la unidad en todos los puntos a lo largo de la línea, incluyendo los extremos. Esto se puede comprobar al observar la ecuación (1). Lo anterior significa que a la potencia natural no hay potencia reactiva que tenga que ser absorbida o generada en ninguno de los extremos. La potencia reactiva generada en la capacitancia en derivación es exactamente la misma que es absorbida por la inductancia en serie de la línea. Esta importante condición puede ser explicada de forma adicional como sigue: en cualquier elemento corto de la línea, la potencia reactiva por unidad de longitud generada por la capacitancia en derivación es $V^2 b = V^2 \omega c$, mientras que la potencia reactiva por unidad de longitud absorbida por la inductancia en serie es $I^2 \omega l$. El balance de energía entre estos dos elementos de la línea se da cuando son iguales, esto es,

$$V^2 \omega c = I^2 \omega l$$

o bien,

$$\frac{V}{I} = \sqrt{\frac{l}{c}} = Z_0 \quad (14)$$

Lo cual debe cumplirse en todos los puntos de la línea, incluyendo el extremo de envío y el extremo receptor, por lo que el balance de la potencia reactiva se logra a la potencia natural, con $P_0 = V^2/Z_0$. Este es el único valor de la potencia transmitida que da un perfil plano de voltaje y un factor de potencia unitario en ambos extremos de la línea.

En el entendido de que P_0 es la potencia natural de la línea, la potencia natural "reactiva" es cero.

2.4.4 La línea sin compensar en circuito abierto

Perfiles del voltaje y la corriente. Una línea que es energizada por generadores en el extremo de envío y que está en circuito abierto en el extremo receptor está descrita por las Ecuaciones (1) y (1) con $I_r = 0$, con lo cual se obtiene:

$$V(x) = V_r \cos[\beta(a - x)] \quad (15)$$

y

$$I(x) = j \frac{V_r}{Z_0} \text{sen}[\beta(a-x)] \quad (16)$$

El voltaje y la corriente en el extremo de envío está dados por las ecuaciones anteriores con $x = 0$, con lo cual se obtiene:

$$E_s = V_r \cos \theta \quad (17)$$

$$I_s = j \frac{V_r}{Z_0} \text{sen} \theta = j \frac{E_s}{Z_0} \tan \theta \quad (18)$$

E_s y V_r están en fase, lo cual es consistente con el hecho de que no hay transferencia de potencia. El diagrama fasorial para esta condición se muestra en la Figura 3.

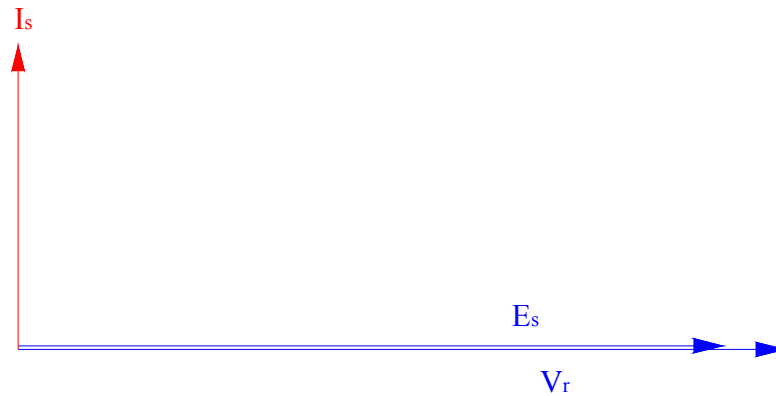


Figura 3. Diagrama fasorial en el extremo receptor de una línea de 200 millas en circuito abierto.

El perfil de voltaje expresado por la ecuación (3) puede ser escrito de manera más conveniente en términos de E_s como sigue:

$$V(x) = E_s \frac{\cos[\beta(a-x)]}{\cos \theta} \quad (19)$$

Similarmente el perfil de corriente está dado por:

$$I(x) = j \frac{E_s}{Z_0} \frac{\text{sen}[\beta(a-x)]}{\cos \theta} \quad (20)$$

Estos dos perfiles están mostrados en las figuras siguientes para una línea de 200 millas de longitud, para la cual, operando a una frecuencia 60 Hz, $\theta = \beta a = (2.027 \times 10^{-3} \text{ rad/mi})(200 \text{ mi}) = 0.405 \text{ rad} = 23.2^\circ$. Con $E_s = 1.0 \text{ pu}$, el voltaje en el extremo receptor será $V_r = E_s / \cos \theta = 1 / \cos 0.405 \text{ rad} = 1.088 \text{ pu}$, es decir, una elevación del 8.8% respecto al voltaje en el extremo de envío, tal como se muestra en la Figura 4. Esta elevación en el voltaje se conoce como efecto Ferranti.

Una elevación de 8.8 % no es suficiente para causar problemas severos al aislamiento o al equipo regulador de voltaje. Pero a 400 millas, $\theta = 0.8107 \text{ rad} = 46.4^\circ$, con lo cual el voltaje en circuito abierto sería de $V_r = 1 / \cos 0.8107 \text{ rad} = 1.451 \text{ pu}$, lo cual implica, una elevación del 45% respecto al voltaje en el extremo de envío, lo cual no solo es inaceptable sino en sobremanera peligroso. A 775 millas, un cuarto de la longitud de onda, la elevación en el voltaje sería infinita. La operación de una línea de estas características sería completamente impráctica sin algún tipo de compensación.

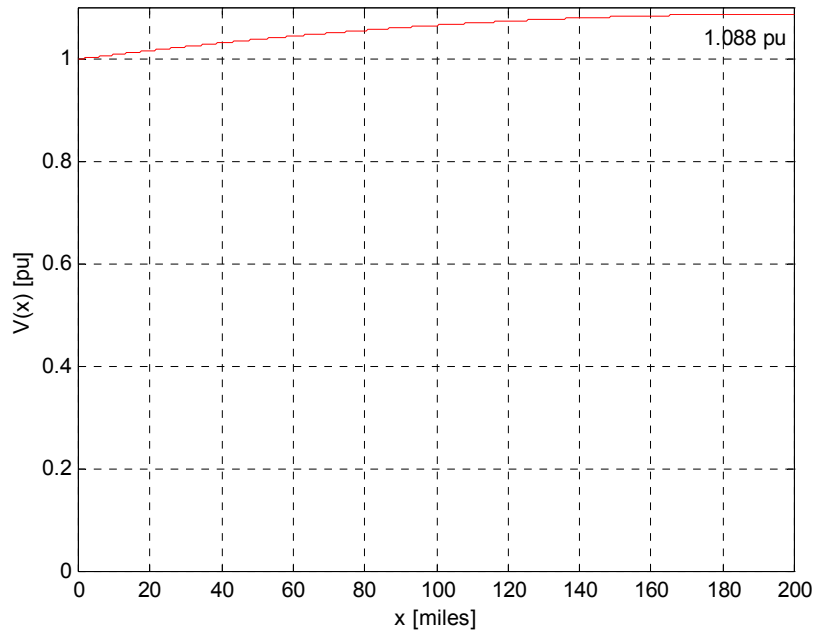


Figura 4. Perfil del voltaje para una línea de 200 millas en circuito abierto.

En la práctica, la elevación del voltaje en circuito abierto será mayor que la indicada por la ecuación (1), la cual asume que el voltaje en el extremo de envío permanece fijo y constante.

La magnitud de I_s en la Figura 5 es 0.429 pu. Esto significa que la corriente de carga de la línea fluyendo en los generadores del extremo de envío es de aproximadamente el 42.9% de la corriente correspondiente a la potencia natural.

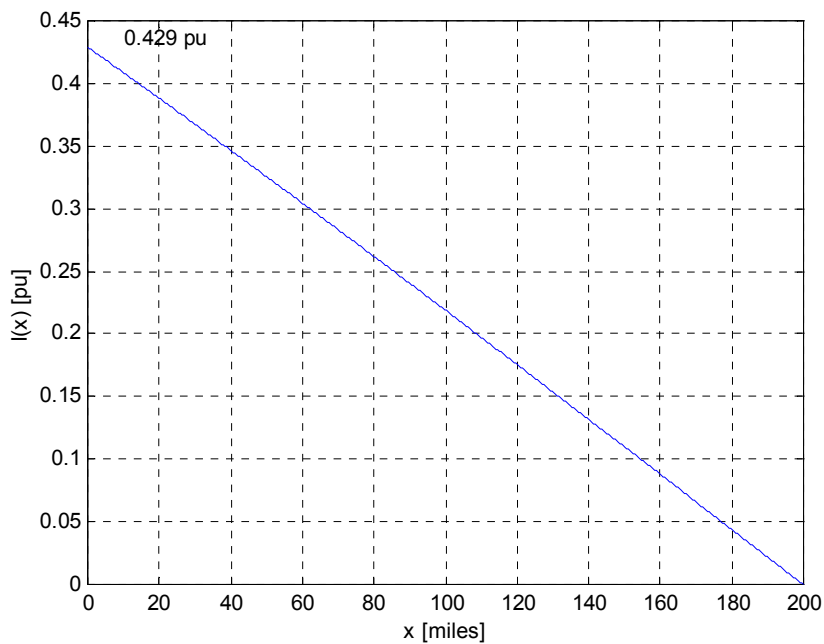


Figura 5. Perfil de la corriente para una línea de 200 millas en circuito abierto.

La línea simétrica sin carga. Similarmente a la línea en circuito abierto que es energizada desde uno de sus extremos está la línea simétrica sin carga. Esta es una línea con máquinas síncronas idénticas en ambos extremos, pero sin transferencia de potencia. Supóngase que los voltajes terminales son controlados para tener la misma magnitud, es decir, $E_s = E_r$. A partir de las ecuaciones (1) y (1), con $x = 0$,

$$E_s = E_r \cos \theta + jZ_0 I_r \operatorname{sen} \theta \quad (21)$$

$$I_s = j \left(\frac{E_r}{Z_0} \right) \operatorname{sen} \theta + I_r \cos \theta \quad (22)$$

Sin transferencia de potencia, las condiciones eléctricas son las mismas en ambos extremos. Por lo tanto, por simetría,

$$I_s = -I_r \quad (23)$$

Y a partir de la ecuación (3),

$$-I_r = j \frac{E_r}{Z_0} \frac{\operatorname{sen} \theta}{1 + \cos \theta} = j \frac{E_r}{Z_0} \tan \frac{\theta}{2} \quad (24)$$

Sustituyendo este valor para I_r en la ecuación (1) se obtiene

$$E_s = -E_r \quad (25)$$

Y por lo tanto,

$$-I_s = j \frac{E_s}{Z_0} \tan \frac{\theta}{2} \quad (26)$$

La ecuación (3) muestra que E_r y E_s están en fase, lo cual nuevamente es consistente con el hecho de que no hay transferencia de potencia. La corriente en cada extremo es la corriente de carga de la línea. Comparando las ecuaciones (1) y (1) con la ecuación (1) se observa que la línea simétrica es equivalente a dos líneas iguales en circuito abierto de la mitad de la longitud de la línea simétrica, conectadas espalda con espalda. La mitad de la corriente de línea es suministrada en cada extremo. El diagrama fasorial correspondiente a esta situación se muestra en la Figura 6 para $a = 200$ millas, con $E_s = E_r = V_0 = 1.0$ pu.

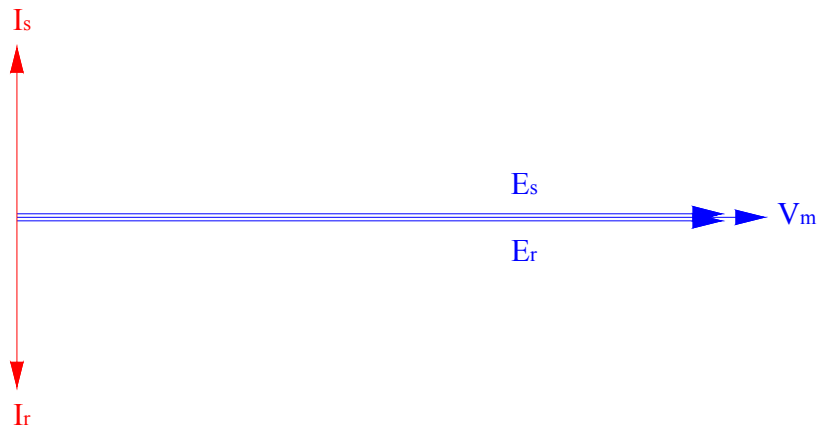


Figura 6. Diagrama fasorial en el extremo receptor de una línea de 200 millas en circuito abierto.

Por simetría, la corriente en el punto medio es cero. El voltaje en el punto medio es por lo tanto igual al voltaje en circuito abierto de una línea que tenga la mitad del total de la longitud:

$$V_m = \frac{E_s}{\cos(\theta/2)} \quad (27)$$

Los perfiles del voltaje y la corriente para la línea simétrica sin carga pueden ser obtenidos a partir de la ecuaciones (1) y (1) al reemplazar a la longitud de la línea a por $a/2$ como sigue:

$$V(x) = E_s \frac{\cos[\beta(a/2 - x)]}{\cos\theta} \quad (28)$$

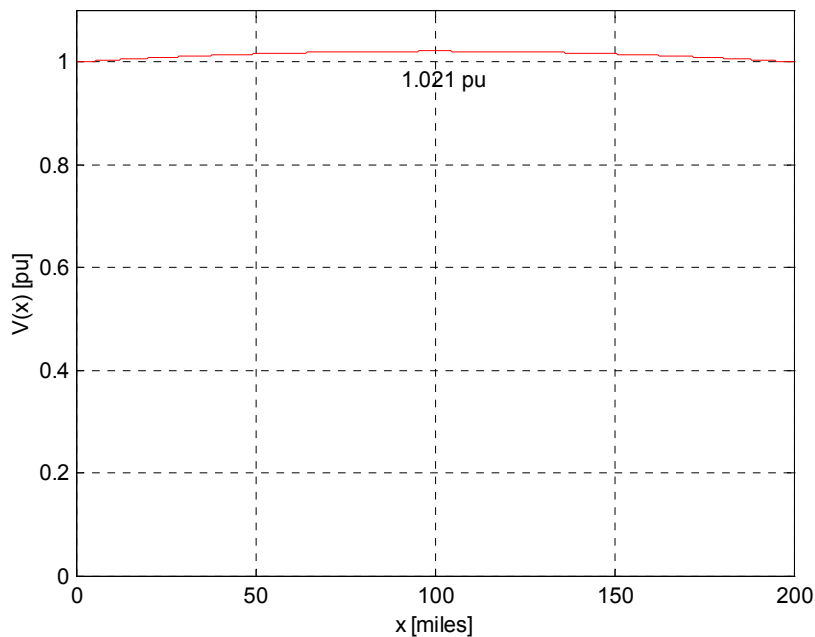
$$I(x) = j \frac{E_s}{Z_0} \frac{\text{sen}[\beta(a - x)]}{\cos\theta} \quad (29)$$

Las expresiones anteriores son válidas para la primer mitad de la línea de transmisión: $x \leq a/2$, en tanto que para la otra mitad de la línea, esto es, $a/2 \leq x \leq a$, las siguientes ecuaciones son aplicables:

$$V(x) = V(a - x) \quad (30)$$

$$I(x) = -I(a - x) \quad (31)$$

Los perfiles del voltaje y la corriente para la línea simétrica sin carga se muestran en la Figura 7 y en la Figura 8 respectivamente. Resulta claro que, al comparar estas curvas con las obtenidas en la línea sin compensar en circuito abierto, el comportamiento de la línea simétrica sin carga es equivalente a tener dos líneas sin



compensar en circuito abierto, conectadas en arreglo de *back to back*.

Figura 7. Perfil del voltaje para una línea simétrica de 200 millas.

Si $E_s \neq E_r$, los perfiles del voltaje y la corriente ya no son simétricos, el voltaje mayor no se localizará más en el punto medio, sino que estará cercano al extremo de la línea que tiene el voltaje terminal mayor. Las corrientes circulando en las máquinas síncronas también serán diferentes.

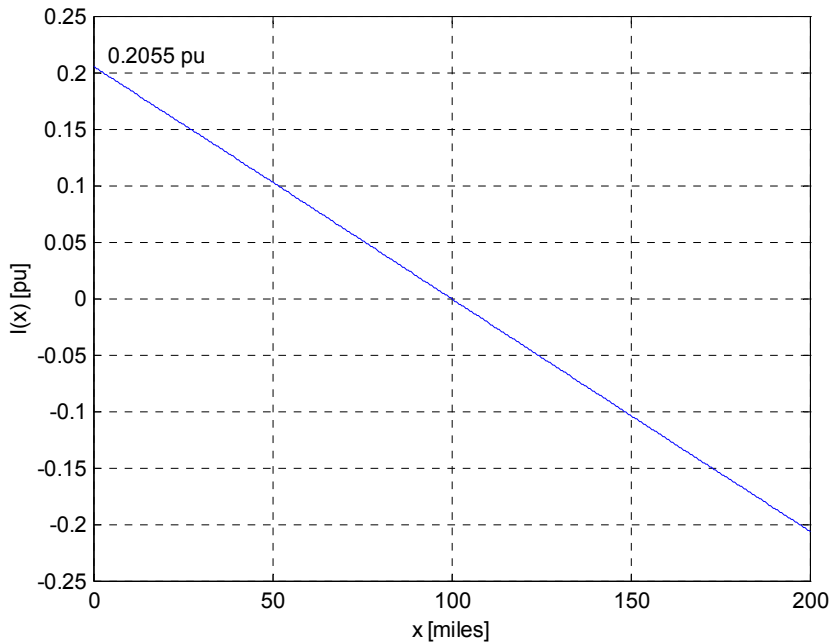


Figura 8. Perfil de la corriente para una línea simétrica de 200 millas.

Operación con baja excitación de los generadores debido a carga de la línea. Con $I_r = 0$, la potencia de carga reactiva en el extremo de envío está dada por:

$$Q_s = \text{Im}(E_s I_s^*) \quad (32)$$

La corriente de carga está dada por la ecuación (1), de forma que si E_s es igual al voltaje nominal de la línea,

$$Q_s = \text{Im}\left(E_s \left(-j \frac{E_s}{Z_0} \tan \theta\right)\right) = -j \frac{E_s^2}{Z_0} \tan \theta = -P_0 \tan \theta \quad (33)$$

La corriente de carga adelanta al voltaje terminal de la línea en 90° y ésta fluye a través de los generadores. Para la línea de 200 millas, $\theta = 0.4053$ rad, por lo que $Q_s = -P_0 \tan 0.4053$ rad = $-0.429 P_0$, de forma que $I_s = 0.429$ pu y por tanto Q_s es casi igual al 43% de la carga natural expresada en MVA. Para una tensión de 400 kV, los generadores tendrían que absorber aproximadamente $(0.429)(400) = 172$ MVar.

La capacidad de absorción de potencia reactiva de los generadores síncronos está limitada por dos razones. La primera se refiere a que la operación con baja excitación incrementa el calentamiento de los devanados del estator. La segunda se refiere a que la corriente de campo reducida reduce la fem interna de los generadores y esto reduce la estabilidad. El límite para absorción de potencia reactiva es típicamente no mayor a 0.45 pu de la capacidad nominal en MVA. En el ejemplo de la línea de 200 millas, si la capacidad total en MVA de los generadores síncronos fuera igual a la carga natural, la carga de potencia reactiva a 0.43 pu estaría apenas dentro del límite. Pero si, por economía, la mitad de los generadores fueran desconectados, siendo la carga muy pequeña o casi cero, los generadores restantes tendrían que absorber 0.86 pu de su capacidad en MVA, lo cual estaría definitivamente sobrepasando el límite.

Además de usar compensación, hay otras dos maneras principales en las cuales este problema puede algunas veces ser aliviado. Primero, si la línea está integrada por dos o más circuitos en paralelo, uno o más circuitos pueden ser desconectados en condiciones de baja carga o de circuito abierto. Esto es permitido solo si la consecuente reducción en la seguridad de suministro en el extremo receptor es aceptable. Segundo, si la absorción de potencia reactiva en los generadores está limitada por estabilidad y no por calentamiento en las terminales del estator, el límite para la absorción puede ser incrementado con el uso de un sistema de

excitación de respuesta rápida el cual restablece los márgenes de estabilidad cuando la corriente de campo en estado estable es baja.

La operación con baja excitación de los generadores puede fijar un límite más severo a la máxima longitud de una línea sin compensar que la elevación del voltaje en circuito abierto. Designemos a la capacidad total de los generadores como P_g y a su capacidad máxima de absorción como $q_u P_g$. Este último valor no debe ser menor que la potencia de carga reactiva de la línea dada por la ecuación (4). Por tanto, la capacidad de generación debe satisfacer la siguiente desigualdad:

$$P_g \geq \frac{P_0 \tan \theta}{q_u} \quad (34)$$

Si, por ejemplo, $q_u = 0.3$ y la capacidad de generación en el extremo de envío es $P_g = P_0$, la máxima longitud de una línea sin compensar sería de únicamente 144 millas. Alternativamente, una línea de 200 millas de longitud requeriría que $P_g \geq 1.43 P_0$ si q_u estuviera limitado a 0.3. Generalmente sería un desperdicio el tener demasiada capacidad de generación conectada (o aún instalada) solamente con el objeto de satisfacer los requerimientos de carga de la línea. Es mucho mejor satisfacer tales requerimientos por medio de compensación. Reactores en derivación, condensadores síncronos, o compensadores estáticos pueden ser conectados en el extremo receptor o en diversos puntos de la línea. Sus capacidades y puntos de conexión deberían, idealmente, ser optimizados y coordinados con otro equipamiento para lograr un control satisfactorio del voltaje de línea bajo todas las condiciones, así como liberar a los generadores del exceso de absorción de potencia reactiva.

2.4.5 La línea compensada bajo carga: efectos de la longitud de la línea, la potencia de carga y el factor de potencia sobre el voltaje y la potencia reactiva

Línea radial con voltaje fijo en el extremo de envío. Una carga $P + jQ$ en el extremo receptor de una línea de transmisión maneja una corriente que está dada por la siguiente expresión:

$$I_r = \frac{P - jQ}{V_r} \quad (35)$$

De la ecuación (1), con $x = 0$ y asumiendo que la línea no tiene pérdidas, los voltajes en los extremos de envío y recepción están relacionados por la siguiente expresión:

$$E_s = V_r \cos \theta + j Z_0 \left(\frac{P - jQ}{V_r} \right) \text{sen } \theta \quad (36)$$

Si E_s mantiene un valor fijo, la ecuación cuadrática anterior puede ser resuelta para V_r . Dicha solución muestra cómo V_r varía con la carga y con el factor de potencia de dicha carga; además, el valor de V_r depende también de la longitud de la línea. Un resultado típico se muestra en la Figura 9 para la cual $a = 200$ millas. En esta figura la magnitud de V_r es graficada contra la potencia de carga normalizada P/P_0 para cinco diferentes factores de potencia, con $E_s = V_0 = 1.0$ pu.

Varias propiedades importantes de la transmisión en ca se pueden advertir de la Figura 9. Por cada factor de potencia existe una potencia máxima transmisible. Para cualquier valor de P por debajo del máximo hay dos posibles soluciones para V_r , es decir, dos raíces de la ecuación (4). La operación normal del sistema de potencia es siempre en el valor superior, dentro de límites estrechos alrededor de 1 pu. Cuando $P = Q = 0$, la ecuación (1) se reduce a la ecuación (1) para la condición de circuito abierto. De la Figura 9 también se puede advertir el perfil plano del voltaje que se logra a factor de potencia unitario cuando $P = P_0$, es decir, $V_r = E_s$. El factor de potencia tiene una fuerte influencia sobre el voltaje en el extremo receptor. Cargas con factor de potencia atrasado, factor de potencia unitario, o factores de potencia adelantados muy altos, tienen a reducir V_r , mientras la carga P se incrementa. Con factores de potencia adelantados (excepto aquellos muy cercanos

a la unidad), la tendencia es incrementar V_r , hasta que P alcanza un valor mucho mayor. Cargas con factor de potencia adelantados generan potencia reactiva, la cual suplementa la potencia reactiva de carga de la línea y tiende a soportar el voltaje de la línea.

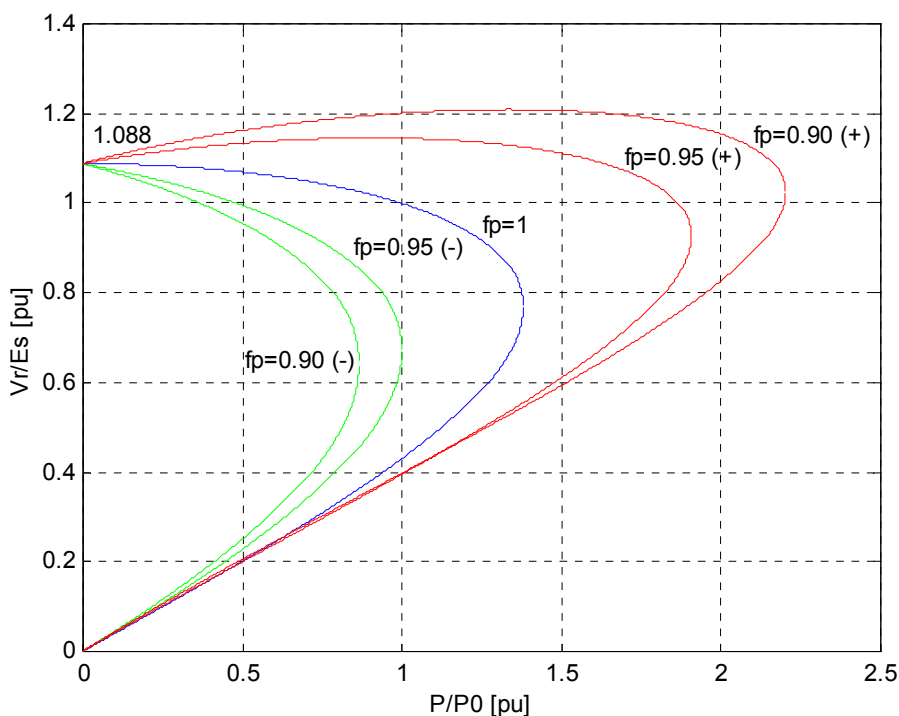
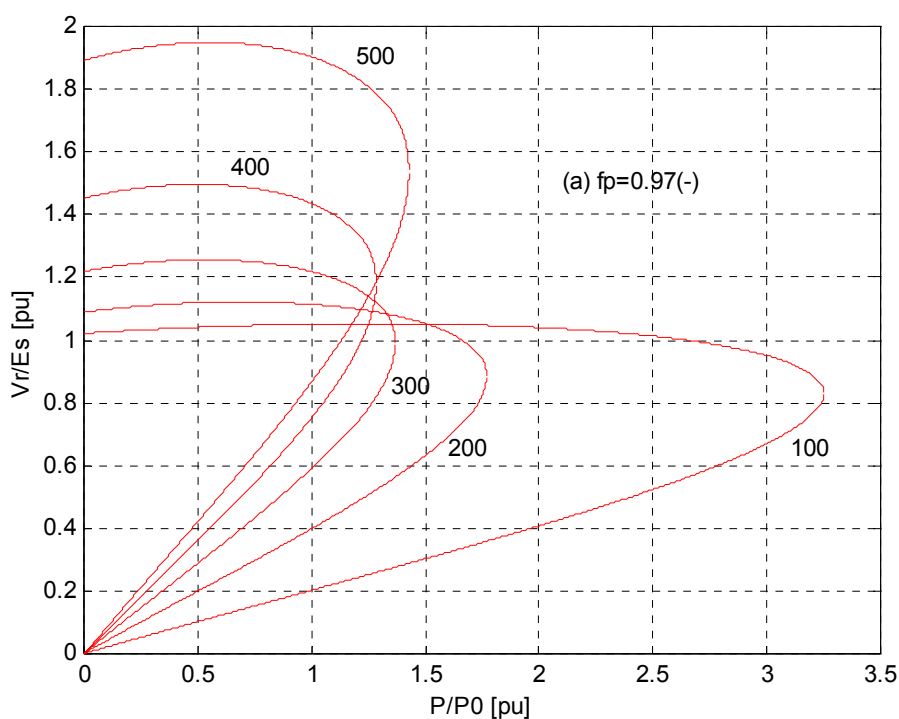


Figura 9. Magnitud del voltaje en el extremo receptor como función de la carga P y del factor de potencia, para una línea de transmisión de 200 millas.

El efecto de la longitud de la línea puede ser determinado al volver a trazar la Figura 9 para distintos valores de a . La Figura 10 muestran los resultados para tres diferentes factores de potencia con $a = 100, 200, 300, 400$ y 500 millas.



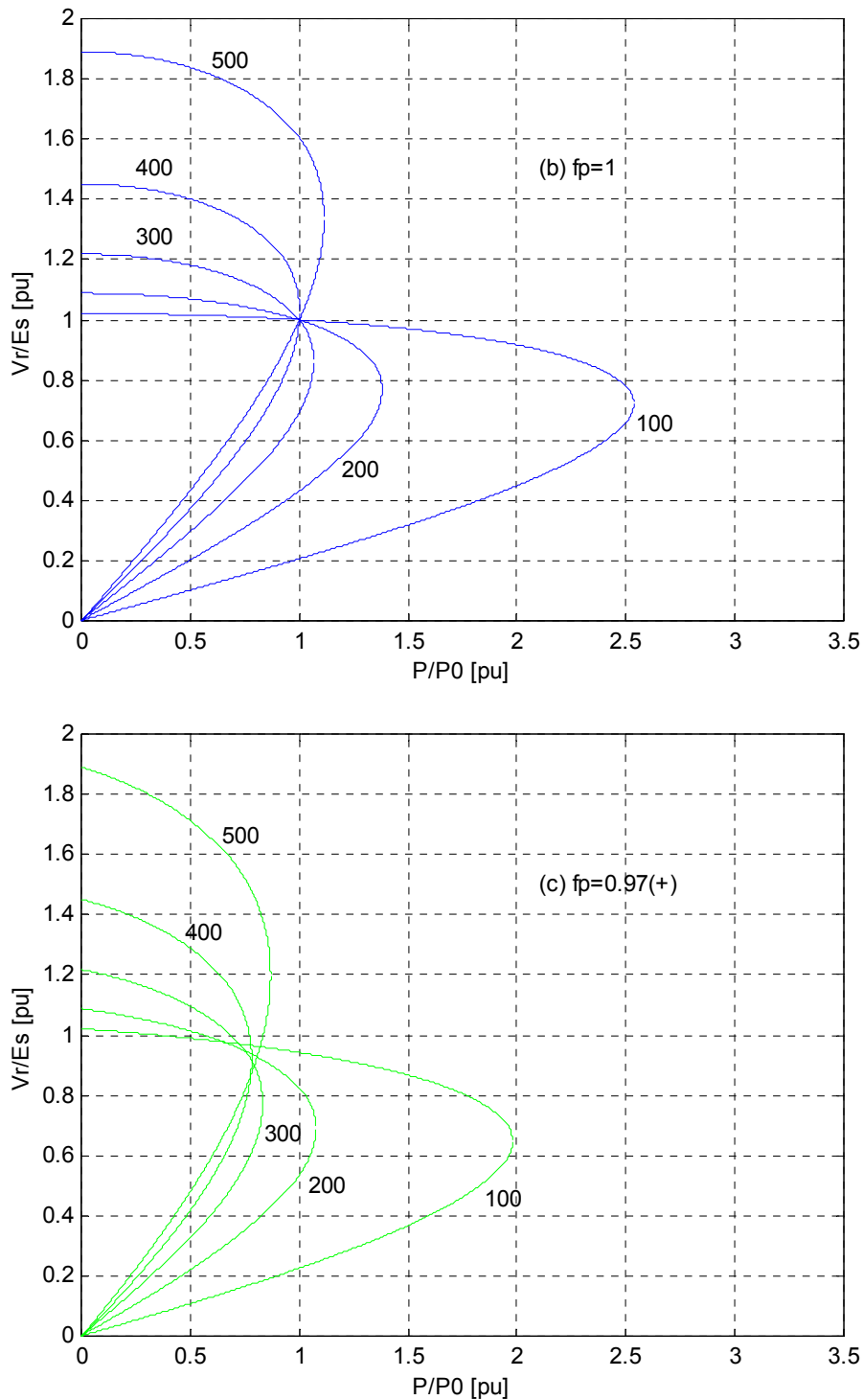
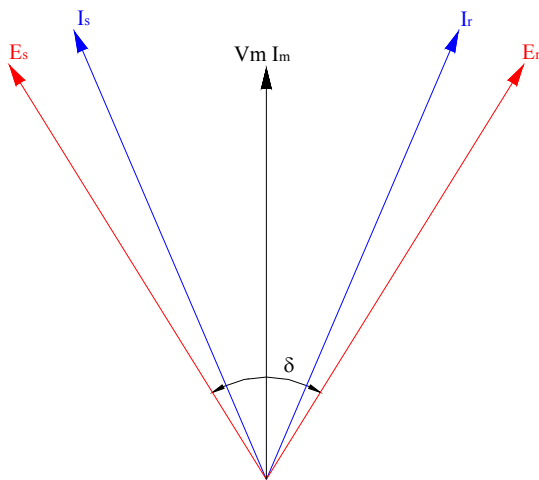


Figura 10. Magnitud del voltaje en el extremo receptor como función de la longitud de la línea, la carga P y el factor de potencia, para una línea de transmisión radial con longitud de 100, 200, 300, 400 y 500 millas.

De la Figura 10 se puede observar que las líneas sin compensar, cuya longitud varía entre 100 y 200 millas, pueden ser operadas al voltaje nominal sobre la base de que el factor de potencia es alto. Derivado de las grandes variaciones que se presentan en el voltaje, las líneas de mayor longitud no son prácticas de operar para todos los factores de potencia, a menos que sean tomadas varias medidas de control de voltaje o

compensación. Aún cuando $V_r = E_s = 1.0$ pu a la potencia natural ($P + jQ = P_0$), si la longitud de la línea es mayor de 200 millas aproximadamente, V_r es muy sensible a cualquier variación de P . Si a es mayor que 390 millas $\lambda/8$ (esto es, $\theta > 45^\circ$), entonces, a la potencia natural, el voltaje en el extremo receptor está dado por el valor menor de las dos raíces de la ecuación (1), tal como se puede observar en la Figura 10 para $a = 400$ y 500 millas, con $P/P_0 = 1$. En prácticamente todos los casos, tal operación sería inestable.

Línea simétrica. Anteriormente, el comportamiento de la línea simétrica sin carga se dedujo en términos de dos mitades de línea en circuito abierto conectadas en arreglo de *back to back*. La línea simétrica bajo carga puede ser tratada de la misma forma.



Por definición, para la línea simétrica se tiene que $E_s = E_r$. En condiciones de carga, E_s adelanta en fase a E_r y por simetría, el voltaje del punto medio está a la mitad, en fase, entre estos dos voltajes, tal como se muestra en la Figura 11. Nuevamente por simetría, el ángulo del factor de potencia en un extremo de la línea debe ser el negativo respecto al del otro extremo, mientras que el factor de potencia en el punto medio es igual a la unidad. Siendo esto así, es conveniente emplear la Figura 10 (b) para describir cómo V_m varía con la potencia transmitida. Partiendo de la base de que $E_s = E_r = 1.0$ pu, la longitud de la línea puede ser reemplazada por $a/2$ y V_m puede obtenerse de a partir de la Figura 10 (b). Por ejemplo, las variaciones del voltaje en el punto medio en una línea simétrica de 200 millas son las mismas que las variaciones del voltaje en el extremo receptor de una línea radial de 100 millas con una carga operando a factor de potencia unitario.

Figura 11. Diagrama fasorial de una línea simétrica con $P > P_0$. El extremo receptor tiene factor de potencia adelantado y ambos extremos suministran potencia reactiva a la línea.

Para una línea simétrica con longitud de 200 millas, el hecho de tener máquinas síncronas en ambos extremos permite tener una mejora marcada en el comportamiento del voltaje en el punto medio; sin embargo, una línea simétrica con longitud de 500 millas tendría variaciones de voltaje muy grandes en el punto medio, las cuáles serían inaceptables (estas variaciones son las mismas que se tendrían en el extremo receptor de una línea de 250 millas).

Requerimientos de Potencia reactiva. Los requerimientos de potencia reactiva de la línea son determinados por el voltaje y el nivel de transmisión de potencia. Es importante conocer cuáles son esos requerimientos, porque éstos determinan las capacidades de potencia reactiva de las máquinas síncronas en los extremos, así como las de cualquier equipo de compensación. Se debe notar que el factor de potencia terminal es el resultante de todos los circuitos conectados a ese extremo de la línea. Por ejemplo, cualquier carga inductiva conectada en el extremo de envío ayudará a los generadores síncronos a absorber la potencia reactiva de carga de la línea. En general, en la ausencia de equipo de compensación, las máquinas síncronas deben absorber o generar la diferencia entre la potencia reactiva de la línea y la de la carga local.

Las ecuaciones para la mitad correspondiente al extremo de envío de la línea simétrica son las siguientes:

$$E_s = V_m \cos \frac{\theta}{2} + j Z_0 I_m \text{sen} \frac{\theta}{2} \quad (37)$$

$$I_s = I_m \cos \frac{\theta}{2} + j \left(\frac{V_m}{Z_0} \right) \text{sen} \frac{\theta}{2} \quad (38)$$

En el punto medio,

$$P_m + jQ_m = V_m I_m^* = P \quad (39)$$

Donde P es la potencia transmitida. Se debe notar que $Q_m = 0$, lo cual implica que no hay flujo de potencia reactiva a través del punto medio. La potencia real y reactiva que deben ser suministradas en el extremo de envío deben ser:

$$P_s + jQ_s = E_s I_s^* \quad (40)$$

Sustituyendo E_s e I_s dadas por las expresiones de las Ecuaciones (5) y (1), considerando que V_m es el fasor de referencia y sabiendo que $P_m = V_m I_m$, nos queda que,

$$P_s + jQ_s = P + j \frac{\text{sen}\theta}{2} \left(Z_0 I_m^2 - \frac{V_m^2}{Z_0} \right) \quad (41)$$

Debido a que se asumió que la línea no presenta pérdidas, el resultado $P_s = P$ es esperado; de la misma forma, $P_r = P$ en el extremo receptor. La expresión para Q_s puede ser manipulada como sigue, haciendo uso de las relaciones $P_0 = V_0^2/Z_0$ y $P_m = V_m I_m$,

$$Q_s = P_0 \frac{\text{sen}\theta}{2} \left[\left(\frac{P}{P_0} \right)^2 \left(\frac{V_0}{V_m} \right)^2 - \left(\frac{V_m}{V_0} \right)^2 \right] \quad (42)$$

Esta ecuación muestra como el voltaje en el punto medio de la línea está relacionado con el requerimiento de potencia reactiva de la línea simétrica. Por simetría, la ecuación (3) aplica a ambos extremos de la línea y cada extremo suministra la mitad del total. Derivado de la convención para el manejo del signo, esto se escribe como $Q_s = -Q_r$.

Cuando se tiene que $P = P_0$, es decir, la línea está operando a la potencia natural y si $V_m = 1.0$ pu, con la ecuación (1) se obtiene el ya familiar resultado de $Q_s = 0$. En esta condición se tiene también que $Q_r = 0$ y $E_s = E_r = V_m = V_0 = 1.0$ pu.

Cuando no se tiene carga, esto es, cuando $P = 0$ y si ambos voltajes terminales son ajustados de forma que $E_s = E_r = V_0 = 1.0$ pu, entonces $I_m = 0$ y a partir de la ecuación (1) se obtiene:

$$Q_s = -P_0 \tan \frac{\theta}{2} \quad (43)$$

Este resultado es idéntico, en forma, al obtenido de la ecuación (1). Esta última expresión muestra que cuando $E_s = E_r$ y cuando $P = 0$, la potencia reactiva en el extremo de envío es la potencia reactiva de carga de la línea para la mitad de la línea. Los generadores en el extremo receptor absorberán una cantidad igual de la otra mitad de la línea. Si los voltajes terminales son ajustados continuamente de forma que el voltaje en el punto medio sea $V_m = V_0 = 1.0$ pu para todos los niveles de transmisión, entonces, a partir de la ecuación (1), se obtiene que

$$Q_s = P_0 \frac{\text{sen}\theta}{2} \left[\left(\frac{P}{P_0} \right)^2 - 1 \right] = -Q_r \quad (44)$$

Adicionalmente, a partir de las Ecuaciones (1),(1) y (1) y considerando que $V_m = V_0$ se obtiene

$$E_s = V_m \sqrt{1 - \text{sen}^2 \left\{ \frac{\theta}{2} \left[1 - \left(\frac{P}{P_0} \right)^2 \right] \right\}} = E_r \quad (45)$$

Estas dos últimas ecuaciones ilustran el comportamiento general de la línea simétrica. Si $P < P_0$, el voltaje en el punto medio será mayor que los voltajes en los extremos. Si $P > P_0$, sucede lo contrario y si $P = P_0$, el perfil del voltaje es plano. Cuando $P < P_0$ existe un exceso de potencia reactiva de carga de línea; es decir, Q_s es negativa y Q_r positiva, indicando absorción en ambos extremos. Cuando $P > P_0$ existe un déficit general de potencia reactiva en la línea. El exceso de déficit puede ser corregido por medio de compensación.

Se debe notar que el requerimiento de potencia reactiva está determinado por el cuadrado de la potencia transmitida, de acuerdo a lo indicado en la ecuación (1). A manera de ejemplo considérese una línea simétrica sin compensar de 200 millas de longitud transmitiendo una potencia de $P = 1.5 P_0$. Entonces, $\text{sen } \theta = 0.394$ y de acuerdo a la ecuación (1) se obtiene que $Q_s = -Q_r = 0.246 P_0$, lo cual implica que por cada MW de potencia transmitida, un total de potencia reactiva de $(2 \times 0.246)/1.5 = 0.329$ MVar tiene que ser suministrado de los extremos.

2.4.6 La línea a compensar bajo carga: consideraciones sobre máxima potencia y estabilidad

Línea simétrica. Si la carga en el extremo receptor de una línea sin pérdidas es $P + jQ$, entonces los voltajes terminales están relacionados por la siguiente ecuación:

$$E_s = E_r \cos \theta + j Z_0 \left(\frac{P - jQ}{E_r} \right) \text{sen } \theta \quad (46)$$

La ecuación anterior es válida tanto para máquinas síncronas como para máquinas asíncronas. En este caso, se asume que la carga es síncrona y E_r se escribe en lugar de V_r . Si E_r es tomado como el fasor de referencia, E_s puede escribirse como:

$$E_s = E_s e^{j\delta} = E_s (\cos \delta + j \text{sen } \delta) \quad (47)$$

Donde δ es el ángulo de fase entre E_s y E_r (ver Figura 11). δ denota el llamado ángulo de carga o el ángulo de transmisión. Igualando la parte real e imaginaria de estas dos últimas ecuaciones nos queda:

$$E_s \cos \delta = E_r \cos \theta + Z_0 \frac{Q}{E_r} \text{sen } \theta \quad (48)$$

$$E_s \text{sen } \delta = Z_0 \frac{P}{E_r} \text{sen } \theta \quad (49)$$

La ecuación (4) se puede reescribir como:

$$P = \frac{E_s E_r}{Z_0 \text{sen } \theta} \text{sen } \delta \quad (50)$$

Esta es una ecuación importante dada su simplicidad siendo su uso de carácter general, la cual es verdadera cuando $E_s \neq E_r$ siendo aplicable a cargas tanto síncronas como asíncronas. Su mayor simplificación consiste en que desprecia las pérdidas. Una forma más conocida puede ser obtenida cuando, para una línea eléctricamente corta, $\text{sen } \theta$ es reemplazado por $\theta = \beta a = \omega a \sqrt{lc}$. Entonces $Z_0 \theta = (\sqrt{l/c})(\omega a \sqrt{lc}) = \omega a l = X_l$, la reactancia serie de la línea, quedándonos entonces:

$$P = \frac{E_s E_r}{X_l} \text{sen} \delta \quad (51)$$

La ecuación (5) muestra que si E_s y E_r están ambos fijos, la potencia transmitida puede ser expresada en términos de una única variable: el ángulo de transmisión δ y si $E_s = E_r = V_0$, entonces esa misma ecuación nos quedará ahora como:

$$P = \frac{P_0}{\text{sen} \theta} \text{sen} \delta \quad (52)$$

La Figura 12 muestra la relación dada por esta última expresión para una línea de 200 millas operando a 60 Hz, para la cual $\theta = 0.405$ rad y $\text{sen} \theta = 0.394$. La curva comúnmente se grafica con P como la ordenada, pero en este caso se encuentra rotada 90° en el sentido de las agujas del reloj con el propósito de reflejar que P es la variable independiente y δ la variable dependiente.

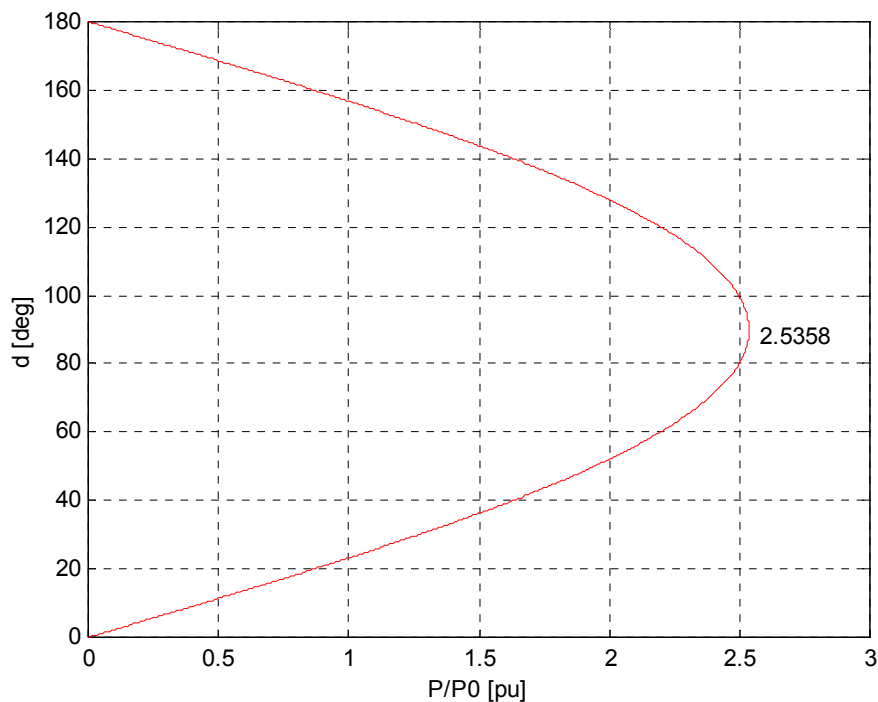


Figura 12. Característica del ángulo de transmisión δ para una línea simétrica de 200 millas.

Esta gráfica también muestra similitud con la característica voltaje contra potencia obtenida anteriormente en la Figura 10 (b), la cual se reproduce por conveniencia en la Figura 13 con las longitudes correctas para la línea simétrica. Se puede observar que mientras la carga se incrementa desde cero, el ángulo de carga también se incrementa. Si E_s y E_r se mantienen constantes, el perfil del voltaje empuja al voltaje del punto medio, el cual experimenta el mayor decremento a lo largo de la línea.

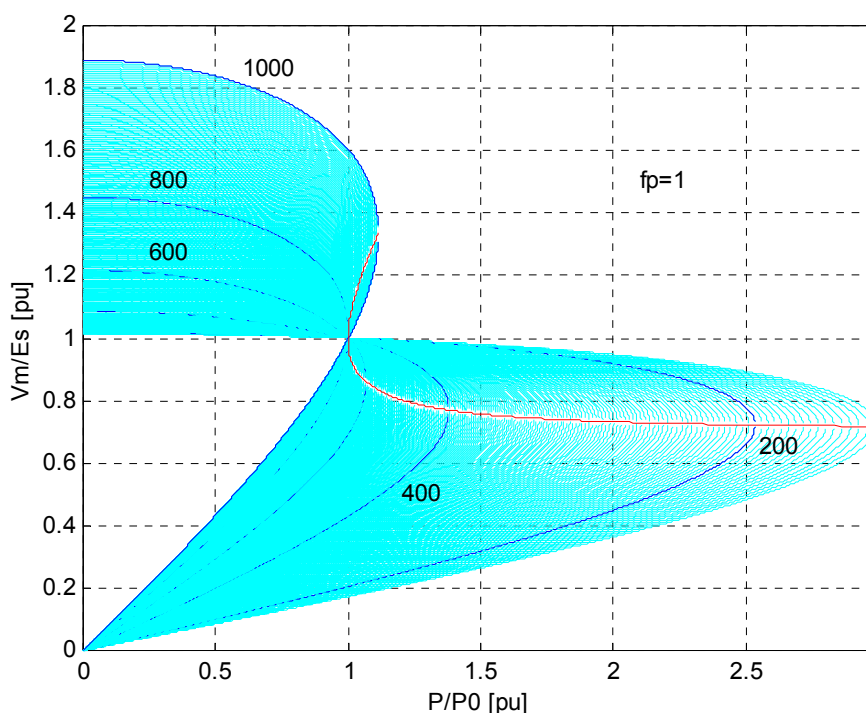


Figura 13. Variación del voltaje con la potencia transmitida en el punto medio de una línea simétrica.

Anteriormente se indicó que hay un valor de potencia máxima que puede ser transmitida. Es importante tener un entendimiento físico de este fenómeno. Pensemos en las máquinas en el extremo de envío como un generador síncrono equivalente y las máquinas en el extremo receptor como un motor síncrono equivalente. El ángulo δ es entonces una medida de la posición mecánica relativa de los rotores de las dos máquinas mientras éstas giran en sincronismo. Se asumirá que los voltajes terminales se mantienen constantes al controlar la excitación. La potencia en la carga puede ser incrementada al incrementar el par de la flecha del motor. Esto causa que el motor tienda a frenarse, así que si se asume que el generador mantiene su velocidad constante, el ángulo de carga se incrementa. De acuerdo a la Figura 12 y la ecuación (1), el incremento del ángulo de carga es acompañado por un incremento en la potencia transmitida, la cual causa que el motor se vuelva a acelerar hasta que se alcance un nuevo estado estable con el nuevo nivel de potencia. V_m será ahora menor que antes, e I_m mayor. Para incrementos sucesivos de potencia este proceso no puede continuar indefinidamente porque llega un punto en el cual la reducción fraccional de V_m excede el incremento fraccional en I_m y su producto $P = V_m I_m$ disminuye con cualquier incremento en el ángulo de transmisión, que es sin embargo menor. Esto ocurre cuando $\delta = 90^\circ$ y si $E_s = E_r = V_0$ entonces $V_m = V_0/\sqrt{2}$. Si el par en la carga se incrementa lentamente, δ incrementa, pero la potencia transmitida disminuye, de manera que si el generador mantiene velocidad constante, el motor se frenará aún más y perderá sincronismo. El sistema es inestable y si esta condición es alcanzada mediante el proceso gradual antes descrito, se dice que la potencia excedió su límite de estabilidad en estado estable $P_0/\sin \theta$. Para una línea de longitud de 200 millas este valor es de $P_0/0.394 = 2.535 P_0$. En la Figura 13 se muestra el límite teórico de estabilidad en estado estable para otras líneas de diversas longitudes, así como su ubicación. Se puede observar que para líneas cuya longitud es menor de $\lambda/4$ (775 millas a 60 Hz), el límite de estabilidad en estado estable decrece rápidamente con el incremento de la longitud.

Debido a los disturbios menores que con frecuencia se presentan en la transmisión de potencia en un sistema real, así como los disturbios mayores que ocasionalmente son causados por fallas y operaciones de maniobra, no es práctico operar una línea sin compensar muy cerca de su límite de estabilidad en estado estable. Se requiere un margen y con base en la experiencia que se tiene, una regla de uso general es que el ángulo de carga, δ , para una línea sin compensar, con generación en un extremo y carga en el otro, no debería exceder los 30° , lo cual corresponde a una potencia de transmisión de la mitad del límite en estado estable. Si esta regla empírica es seguida, entonces la longitud eléctrica máxima sobre la cual la potencia natural puede ser

transmitida sin compensación está dada por la ecuación (1) con $P = P_0$ y $\delta = 30^\circ$, con lo cual se obtiene que $\theta = 30^\circ$ o bien, $a = 258$ millas a 60 Hz. Un valor menor de potencia puede ser transmitida de manera estable a mayores distancias, pero en la ausencia de compensación la longitud máxima permisible de la línea de transmisión está aún limitada por el valor de V_m en condiciones de nula carga o por las capacidades de potencia reactiva de las máquinas síncronas (ya sea absorbiendo potencia reactiva en condiciones de baja o nula carga, o bien, generando potencia reactiva en condiciones de carga plena).

De la Figura 13 se puede observar que si la longitud de la línea sin compensar excede un cuarto de la longitud de onda, entonces es imposible obtener un perfil plano de voltaje a cualquier nivel estable de transmisión de potencia. El efecto de que el límite de estabilidad en estado estable se incremente con una longitud de la línea para $a > \lambda/4$ no es de interés práctico debido a los altos voltajes, los requerimientos imprácticos de potencia reactiva y la alta sensibilidad asociada con las partes superiores de las curvas para $a > \lambda/4$. Aún sin estas dificultades sería prácticamente imposible maniobrar una línea en tales condiciones de operación sin pasar a un rango de inestabilidad.

Otra expresión alternativa que resulta útil para el cálculo de la potencia reactiva en el extremo receptor obtenida a partir de la ecuación (1), considerando que la línea es simétrica y que V_m es conocido, es la siguiente:

$$Q_r = \frac{V_r(V_s \cos \delta - V_r \cos \theta)}{Z_0 \operatorname{sen} \theta} \quad (53)$$

Aplicando un procedimiento similar se puede obtener la siguiente expresión para el cálculo de la potencia reactiva en el extremo de envío:

$$Q_s = -\frac{V_s(V_r \cos \delta - V_s \cos \theta)}{Z_0 \operatorname{sen} \theta} \quad (54)$$

Estas expresiones son válidas cuando la línea no es simétrica, es decir, cuando $V_s \neq V_r$. Si $V_r = V_s$ la línea es simétrica y nos quedará:

$$Q_s = -\frac{V_s^2(\cos \delta - \cos \theta)}{Z_0 \operatorname{sen} \theta} = -Q_r \quad (55)$$

Si $P < P_0$ y $V_s = 1.0$ pu, δ será menor que θ , $\cos \delta > \cos \theta$, Q_s será negativa y Q_r positiva. Esto implica que la potencia reactiva está siendo absorbida en ambos extremos de la línea. Si $P > P_0$, la potencia reactiva es generada en ambos extremos; mientras que si $P = P_0$, $Q_s = Q_r = 0$. Si $P = 0$, $\cos \delta = 1$ y la ecuación (3) se reduce a la ecuación (1). Los requerimientos de potencia reactiva en los extremos de la línea dados por la ecuación (1) se ilustran en la Figura 14.

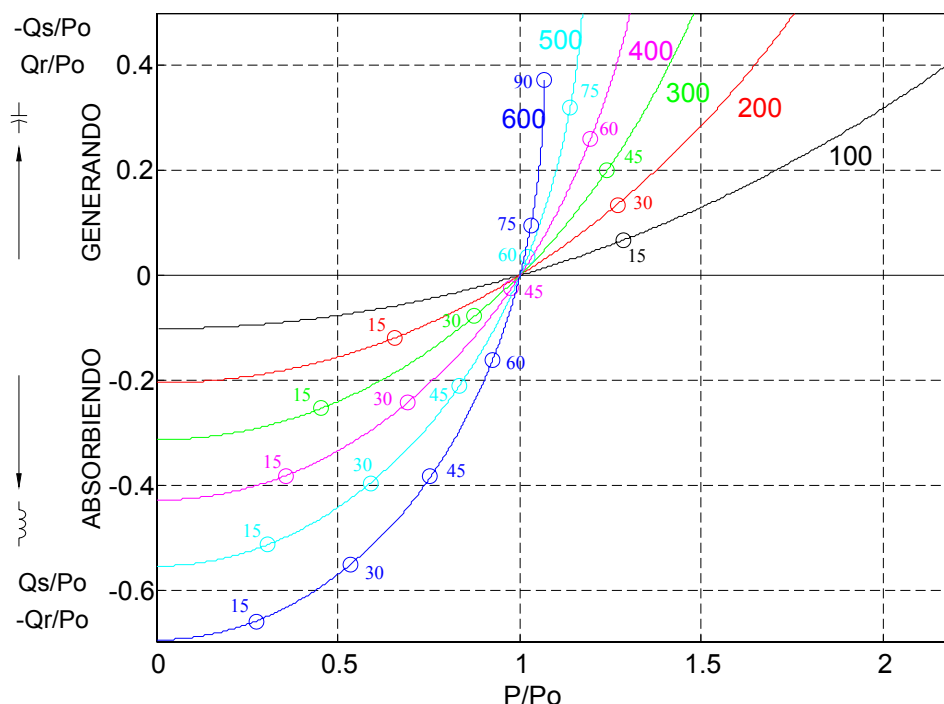


Figura 14. Requerimientos de potencia reactiva en los extremos de una línea simétrica, como una función de la potencia transmitida y de la longitud de la línea. Los números más pequeños indican el ángulo de transmisión δ

Para una línea eléctricamente corta, $\cos \theta \rightarrow 1$ y $Z_0 \sin \theta \rightarrow X_l$, la reactancia serie de la línea, de forma que la ecuación (1) se reduce a:

$$Q_s = -\frac{V_s^2(1 - \cos \delta)}{X_l} = -Q_r \quad (56)$$

Con $V_s = V_r$.

2.5 LÍNEAS DE TRANSMISIÓN COMPENSADAS

2.5.1 Tipos de Compensación: Z0 virtual y θ virtual

En este apartado, *compensación* significa la modificación de las características de una línea de transmisión con el propósito de incrementar su capacidad de transmisión de potencia manteniendo los requerimientos fundamentales de transmisión establecidos en la parte inicial de este capítulo. Con este objetivo general, un sistema de compensación, idealmente, lleva a cabo las siguientes funciones:

1. Ayuda a producir de manera sustancial un perfil plano de voltaje a todos los niveles de transmisión de potencia;
2. Mejora la estabilidad al incrementar la potencia máxima transmisible;
3. Provee un medio económico para cumplir con los requerimientos de potencia reactiva en el sistema de transmisión.

Una figura de mérito usada para medir la efectividad en un sistema con compensación es el producto de la longitud de la línea y la potencia máxima transmisible. En la sección anterior se comprobó, por ejemplo, que a 60 Hz sin compensación no es práctico transmitir ni siquiera la potencia natural a distancias mayores de 200 mi. Las líneas que son compensadas permiten la transmisión de la potencia natural a través de distancias mayores y líneas cortas que son compensadas pueden transmitir cargas mayores a la potencia natural.

Se puede lograr tener un perfil plano de voltaje si la impedancia característica efectiva de la línea es modificada de manera que ésta tenga un valor *virtual*, Z_0' , para el cual la correspondiente *potencia natural virtual* V_0^2/Z_0' sea igual a la potencia *actual*. La impedancia característica sin compensar es $Z_0 = \sqrt{l/c}$. A la frecuencia fundamental, ésta puede ser escrita como $\sqrt{X_l X_c}$, implicando que si las reactancias serie y/o paralelo X_l y/o X_c son modificadas (por ejemplo con la conexión adecuada de capacitores o reactores), entonces la línea puede ser modificada para que tenga una impedancia característica virtual Z_0' y una potencia natural virtual P_0' que cumpla con la siguiente expresión,

$$P_0' = \frac{V_0^2}{Z_0'} = P \quad \text{ii)}$$

Donde P es la potencia actual a ser transmitida y V_0 es el voltaje nominal de la línea. Ya que la carga P varía, haciéndolo algunas veces de forma repentina, la compensación ideal también debería ser capaz de tener variación y sin retardo. La compensación que tiene por objeto modificar la impedancia característica de la línea, Z_0 (ó bien P_0), es conocida como *compensación de la impedancia característica* o *compensación Z_0* .

El Controlar la impedancia característica virtual para igualar una carga dada [ecuación ii)] no es por sí misma suficiente para asegurar la estabilidad de la transmisión a distancias mayores. Esto se hace claro al observar la Figura 13, la cual muestra que sin compensación, aún bajo condiciones ideales (sin disturbios), la potencia natural no puede ser transmitida de manera estable a distancias mayores que $\lambda/4$ (775 millas a 60 Hz). En la práctica, la estabilidad es un factor limitante a distancias mucho menores que ésta, en la ausencia de compensación.

Ambos de los parámetros fundamentales de una línea de transmisión, Z_0 y θ , afectan la estabilidad a través de su influencia sobre el ángulo de transmisión δ [véase la ecuación (1)]. Una vez que la línea es compensada, a manera de satisfacer la ecuación i) (logrando así un perfil plano de voltaje), Z_0' es determinada y el único medio para mejorar la estabilidad es reducir el valor efectivo de θ . Dos estrategias de compensación alternativas han sido desarrolladas para logra esto. Una es aplicar capacitores serie para reducir X_l y por lo tanto reducir θ ya que $\theta = \beta a = \sqrt{X_l X_c}$ (a la frecuencia fundamental). Esta estrategia es llamada *compensación de la longitud de la línea* o *compensación de θ* . La otra estrategia es dividir la línea en secciones más cortas las cuales sean más o menos independientes unas de otras (a menos que todas ellas transmitan la misma potencia). Esta estrategia es llamada *compensación por seccionamiento*. Esta última estrategia se logra al conectar compensadores de voltaje constante en varios intervalos a lo largo de la línea. La potencia máxima transmisible es la de la sección más débil, pero ya que ésta es necesariamente menor que la de la línea completa, se puede esperar un incremento en la potencia máxima y por lo tanto también un incremento en la estabilidad. Los tres tipos de compensación pueden ser usados en una misma línea de transmisión.

2.5.2 Compensadores pasivos y activos

Es de gran ayuda distinguir entre compensadores pasivos y activos. Los compensadores pasivos incluyen reactores en derivación y capacitores serie. Estos dispositivos pueden estar permanentemente conectados, o bien ser de tipo desconectable, aunque en sus formas más usuales, éstos no son capaces de variación continua. Los compensadores pasivos operan al modificar la inductancia y/o la capacitancia natural de la línea y su operación es esencialmente estática. Además del aspecto de ser de tipo desconectable, estos dispositivos son no controlados.

Los compensadores pasivos son usados solo para compensación de la impedancia característica y compensación de la longitud de la línea. Por ejemplo, los reactores en derivación son usados para compensar los efectos de la capacitancia distribuida de la línea, particularmente con el objeto de limitar la elevación del voltaje en circuito abierto o a baja carga. Los reactores en derivación también tienden a incrementar la

impedancia característica virtual y reducir la potencia natural virtual P_0' . Los capacitores en derivación pueden ser usados para aumentar la capacitancia natural de la línea bajo carga extrema. Adicionalmente, los capacitores en derivación generan potencia reactiva, la cual tiende a dar soporte al voltaje y también tienden a reducir la impedancia característica virtual e incrementar P_0' . Los capacitores serie son usados para compensación de la longitud de la línea. Usualmente una medida en la compensación de la impedancia característica es necesaria en conjunto con capacitores serie, lo cual puede ser logrado con el empleo de un compensador activo.

Los compensadores activos usualmente son dispositivos conectados en derivación que tiene la propiedad de tender a mantener un voltaje sustancialmente constante en sus terminales. Esto se logra al generar o absorber de forma precisa la cantidad de potencia reactiva requerida, en respuesta a cualquier variación pequeña del voltaje en el sitio donde éstos se encuentran conectados. Estos dispositivos son usualmente capaces de variación continua (esto es, sin pasos), además de tener una rápida respuesta. El control puede ser inherente, como en un compensador por reactor saturable, o por medio de un sistema de control, como en el condensador síncrono y los compensadores controlados por tiristores.

Los compensadores activos pueden ser aplicados ya sea para compensación de la impedancia característica, o bien, para compensación por seccionamiento. En la compensación Z_0 , estos dispositivos son capaces de efectuar todas las funciones que llevan a cabo los reactores y capacitores fijos teniendo adicionalmente las ventajas de variabilidad continua y rápida respuesta. La compensación por seccionamiento es fundamentalmente diferente en el hecho de que ésta es posible únicamente con compensadores activos, los cuales deben ser capaces de brindar una respuesta virtualmente inmediata a la más mínima variación en la potencia de transmisión, o bien en el voltaje, esto es, su operación es esencialmente dinámica (desde el punto de vista del ingeniero de control). Todos los compensadores activos, a excepción del reactor de tipo saturable, son capaces de actuar como compensadores pasivos. La Tabla 4 resume la clasificación de los principales tipos de compensadores de acuerdo a sus funciones más usuales.

Función	Pasivos	Activos
Compensación de la impedancia característica (compensación Z_0 virtual) control de voltaje, manejo de potencia reactiva	Reactores en derivación (lineal o no lineal) Capacitores en derivación	Máquinas síncronas Condensadores síncronos Compensadores por reactor saturable Capacitores switheados por tiristores Reactores controlados por tiristores
Compensación de la longitud de la línea (compensación θ virtual) control de voltaje, manejo de potencia reactiva, mejoramiento de la estabilidad	Capacitores serie	-----
Compensación por seccionamiento compensación dinámica en derivación, mejoramiento de la estabilidad en líneas largas	-----	Condensadores síncronos Compensadores por reactor saturable Capacitores switheados por tiristores Reactores controlados por tiristores

Tabla 4. Clasificación de los compensadores de acuerdo a su función y tipo.

Los sistemas con rápida respuesta de excitación usados en máquinas síncronas también tienen un efecto compensador importante en el sistema de potencia. Instalados en los generadores, en cualquier extremo de la línea, modifican la reactancia serie inductiva de la línea de transmisión como un todo y contribuyen a mejorar el control de voltaje y la estabilidad. Estos dispositivos tienen el efecto de reducir la reactancia efectiva síncrona de la máquina hasta la reactancia transitoria X_d' .

La aplicación de compensación de potencia reactiva debe ser efectuada de la manera más económica posible. En algunos casos, el manejo de potencia reactiva en un sistema de potencia puede ser mejorado con solo hacer modificaciones al diseño del sistema existente (o al sistema futuro); en ocasiones, esta constituye la

forma más barata de mejorar el desempeño del sistema sin instalar un equipo de compensación. Por ejemplo, las señales de retroalimentación pueden ser usadas en los reguladores automáticos de voltaje de las máquinas síncronas para mejorar la estabilidad, así como mejorar e incrementar las capacidades de transmisión. Como otro ejemplo, los reactores y capacitores en derivación pueden a menudo ser relocalizados de manera ventajosa después de un periodo de cambio en el patrón de carga del sistema. Sin embargo, la práctica más usual es incluir equipo de compensación, porque es precisamente este el medio más barato de satisfacer los requerimientos de potencia reactiva. Este es el caso típico cuando las alternativas que se tienen son: incrementar el número de líneas de transmisión, o incrementar las capacidades de los generadores síncronos, o incrementar el nivel de tensión del sistema de potencia.

Otras aplicaciones y funciones de los compensadores en los sistemas de transmisión incluyen: el manejo de los flujos de potencia reactiva con el objeto de minimizar las pérdidas, el amortiguamiento de las oscilaciones de la potencia y, la entrega de potencia reactiva en las terminales de un convertidor de cd.

Hoy en día se emplean tanto los compensadores activos como los pasivos y las tres estrategias de compensación indicadas anteriormente: Z_0 virtual, θ virtual y compensación por seccionamiento. Aunque la mayoría de los conceptos fundamentales tienen su origen hace varias décadas, la aplicación de éstos es considerable en los tiempos actuales. En lo que se refiere a desarrollo de equipos, la actividad está concentrada en la mejora del controlador estático de potencia reactiva o compensador estático, para incrementar su eficiencia, así como mejorar su disponibilidad y capacidades de respuesta. En el campo analítico, la atención está enfocada en la aplicación óptima de los compensadores, las figuras de mérito de esquemas de compensación serie y en derivación para líneas largas y el modelado de compensadores en sistemas de potencia empleando computadoras digitales.

2.5.3 Compensación fija uniformemente distribuida

Parámetros de la línea modificados: Z_0 virtual, θ virtual y P_0 virtual. Los compensadores están normalmente conectados en los extremos de la línea, o bien, en puntos discretos a lo largo de ésta. A pesar de su naturaleza de parámetros de tipo concentrado o distribuido, es bueno escribir algunas relaciones básicas para el caso ideal de compensación uniformemente distribuida ya que estas relaciones son simples e independientes de las características de cualquier tipo particular de compensador. Adicionalmente, estas expresiones brindan un significado físico y ayudan a determinar la naturaleza fundamental del tipo de compensación requerida, sin tener que llevar a cabo exhaustivos estudios en la computadora. Las expresiones derivadas son, en la mayoría de los casos, aproximaciones verdaderas para los sistemas prácticos con compensación concentrada, debido a que el espaciamiento entre compensadores está limitado por los mismos factores que limitan la longitud máxima de las líneas de transmisión no compensadas.

La impedancia característica Z_0 de una línea de transmisión no compensada puede ser escrita como:

$$Z_0 = \sqrt{\frac{l}{c}} = \sqrt{\frac{j\omega l}{j\omega c}} = \sqrt{x_l x_c} \quad \text{iii)}$$

Si se introduce una inductancia uniformemente distribuida para compensación en derivación l_{sh} (H/mi), el valor efectivo por milla de la admitancia capacitiva será ahora:

$$(j\omega c)' = j\omega c + \left(\frac{1}{j\omega l_{sh}} \right)$$

$$(j\omega c)' = j\omega c(1 - k_{sh}) \quad \text{iv)}$$

donde k_{sh} es el grado de compensación en derivación definido como:

Capítulo 2. Teoría de la Compensación de Potencia Reactiva en SEP's

$$k_{sh} = \frac{1}{\omega^2 l_{\gamma sh} c} = \frac{x_c}{x_{\gamma sh}} = \frac{b_{\gamma sh}}{b_c} \quad \text{v)}$$

Aquí, $x_{\gamma sh}$ y $b_{\gamma sh}$ son respectivamente, la reactancia y susceptancia por milla de la inductancia para compensación en derivación. Al sustituir $(j\omega c)'$ por $j\omega c$ en la ecuación iii) para obtener Z_0' , nos queda que la impedancia característica tiene un valor efectivo o valor virtual de:

$$Z_0' = \sqrt{\frac{j\omega l}{(j\omega c)'}} = \sqrt{\frac{j\omega l}{j\omega c(1-k_{sh})}} = \sqrt{\frac{j\omega l}{j\omega c}} \sqrt{\frac{1}{(1-k_{sh})}} = Z_0 \frac{1}{\sqrt{(1-k_{sh})}}$$

$$Z_0' = \frac{Z_0}{\sqrt{(1-k_{sh})}} \quad \text{vi)}$$

Si la capacitancia en derivación $c_{\gamma sh}$ es agregada en lugar de la inductancia en derivación, nos queda que

$$(j\omega c)' = j\omega c + j\omega c_{\gamma sh}$$

$$(j\omega c)' = j\omega c(1+k_{sh}) \quad \text{vii)}$$

y la impedancia característica tiene un valor efectivo o valor virtual de:

$$Z_0' = \frac{Z_0}{\sqrt{(1+k_{sh})}} \quad \text{viii)}$$

el grado de compensación en derivación tiene ahora un valor de:

$$k_{sh} = \frac{c_{\gamma sh}}{c} = \frac{x_c}{x_{\gamma sh}} = \frac{b_{\gamma sh}}{b_c} \quad \text{ix)}$$

donde $x_{\gamma sh}$ y $b_{\gamma sh}$ son respectivamente, la reactancia y susceptancia por milla de la capacitancia para compensación en derivación.

Estudiando las Ecuaciones iv) y i), es claro que la compensación inductiva incrementa la impedancia característica virtual, mientras que la compensación capacitiva la reduce.

De manera similar, si se introduce una capacitancia uniformemente distribuida para compensación en serie $c_{\gamma se}$ (F/mi), el valor efectivo por milla de la reactancia inductiva será ahora:

$$(j\omega l)' = j\omega l + \left(\frac{1}{j\omega c_{\gamma se}} \right)$$

$$(j\omega l)' = j\omega l(1-k_{se}) \quad \text{x)}$$

donde k_{se} es el grado de compensación serie definido como:

$$k_{se} = \frac{1}{\omega^2 c_{\gamma se} l} = \frac{x_{\gamma se}}{x_l} = \frac{b_l}{b_{\gamma se}} \quad \text{xi)}$$

Aquí x_{yse} y b_{yse} son respectivamente, la reactancia y susceptancia por milla de la capacitancia para compensación en serie. Al sustituir $(j\omega l)'$ por $j\omega l$ en la ecuación iv) para obtener Z_0' , nos queda que la impedancia característica tiene ahora un valor efectivo o valor virtual de:

$$Z_0' = \sqrt{\frac{(j\omega l)'}{j\omega c}} = \sqrt{\frac{j\omega l(1-k_{se})}{j\omega c}} = \sqrt{\frac{j\omega l}{j\omega c}} \sqrt{1-k_{se}}$$

$$Z_0' = Z_0 \sqrt{1-k_{se}} \quad \text{xii)}$$

Los parámetros k_{sh} y k_{se} constituyen una medida útil de la cantidad de potencia reactiva requerida del equipo de compensación.

Combinando los efectos de la compensación serie y paralelo:

$$Z_0' = Z_0 \sqrt{\frac{1-k_{se}}{1-k_{sh}}} \quad \text{xiii)}$$

A una impedancia característica virtual Z_0' le corresponde una potencia natural virtual P_0' dada por V_0^2/Z_0' , de forma que:

$$P_0' = P_0 \sqrt{\frac{1-k_{sh}}{1-k_{se}}} \quad \text{xiv)}$$

Las relaciones dadas por las Ecuaciones iii) y i) se muestran en forma gráfica en la Figura 15 y Figura 16 respectivamente.

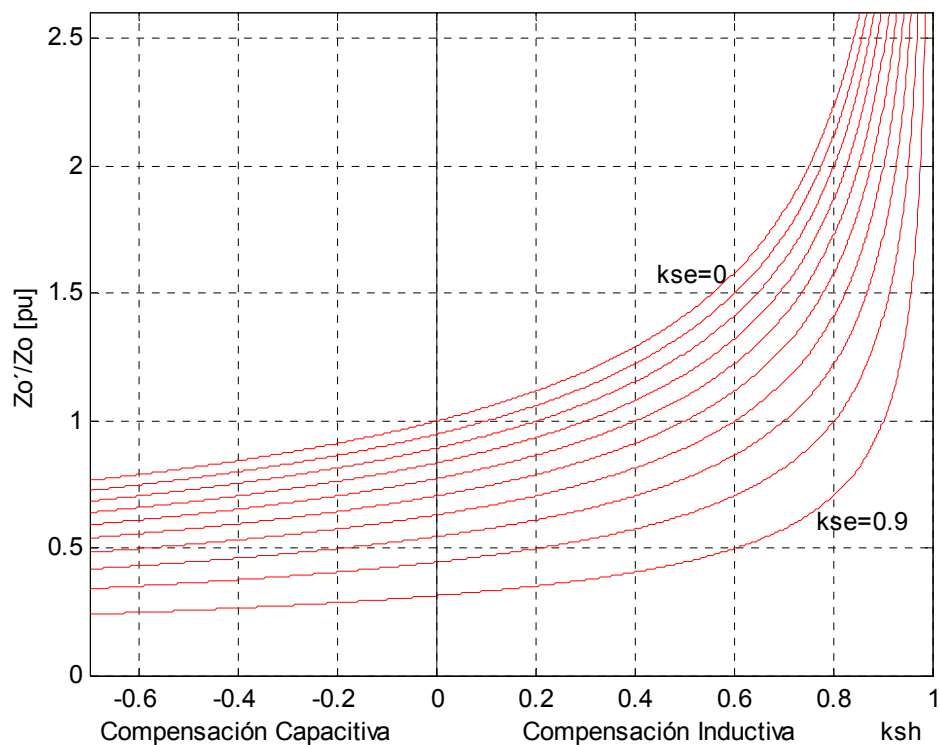


Figura 15. Impedancia característica virtual Z_0' como función de k_{sh} y k_{se} .

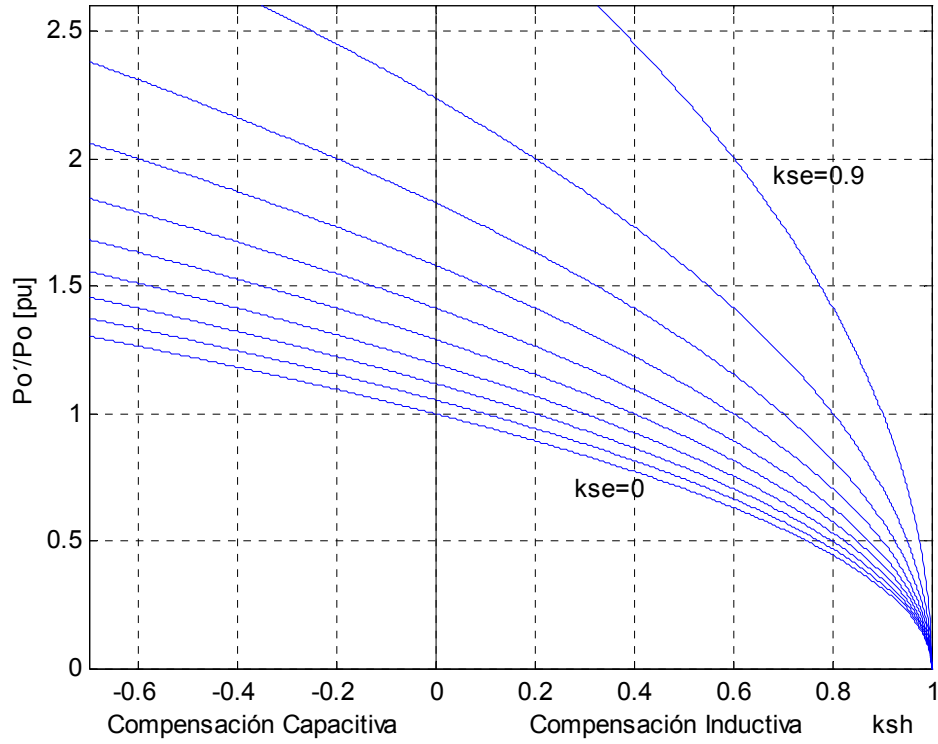


Figura 16. Potencia natural virtual P_{θ}' como función de k_{sh} y k_{se} .

La longitud eléctrica θ es modificada, tomado ahora un valor virtual de:

$$\theta = \sqrt{\frac{x_l}{x_c}} = \sqrt{\frac{j\omega l}{1}} = \sqrt{(j\omega l)(j\omega c)}$$

$$\theta' = \sqrt{(j\omega l)(j\omega c)'} = \sqrt{j\omega l(1-k_{se})j\omega c(1-k_{sh})} = \sqrt{(j\omega l)(j\omega c)}\sqrt{(1-k_{se})(1-k_{sh})}$$

$$\theta' = \theta \sqrt{(1-k_{se})(1-k_{sh})} \quad \text{xv)}$$

De la misma forma, el número de ondas β también se modifica, tomado un valor virtual de:

$$\beta' = \beta \sqrt{(1-k_{se})(1-k_{sh})} \quad \text{xvi)}$$

Donde $\theta = a\beta$ y $\theta' = a\beta'$.

La relación dada por la ecuación iii) se muestra en forma gráfica en la Figura 17.

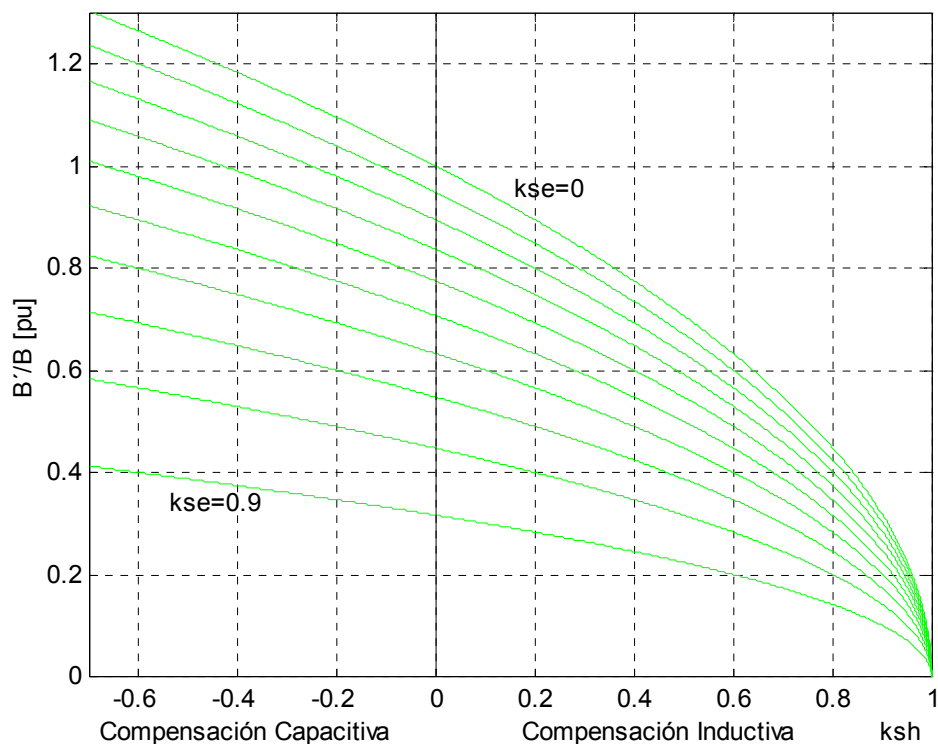


Figura 17. Número de ondas virtual β'/β como función de k_{sh} y k_{se} .

Todas las ecuaciones dadas en esta sección son válidas para la línea con compensación uniformemente distribuida, si la impedancia característica virtual Z_0' y el número de ondas virtual β' (o $\theta' = a\beta'$) son sustituidos por los valores compensados. Esto significa, por ejemplo, que la Figura 13 puede ser usada para determinar el voltaje en el punto medio de una línea compensada bajo carga; la ecuación (1) puede ser usada para determinar la máxima potencia transmisible y el ángulo de carga; y la ecuación (1) puede ser usada para determinar los requerimientos de potencia reactiva en los extremos de la línea.

Efecto de la compensación distribuida sobre el control de voltaje. Para cualquier grado de compensación serie, la compensación capacitiva en derivación adicional disminuye Z_0' e incrementa θ' y P_0' , mientras que la compensación inductiva en derivación tiene el efecto inverso. Al compensar inductivamente, en derivación al 100% (esto es, $k_{sh} = 1$), θ' y P_0' se reducen a cero, en tanto que Z_0' se incrementa infinitamente: esto implica un perfil plano de voltaje a cero carga, sugiriendo el uso de reactores en derivación para cancelar el efecto Ferranti. Bajo condiciones de carga pesada, el perfil plano de voltaje puede ser logrado al reemplazar los reactores en derivación, por capacitores en derivación. Por ejemplo, con el propósito de transmitir $1.2 P_0$ con un perfil plano de voltaje sin capacitores serie ($k_{se} = 0$) requeriría de 0.45 pu de compensación capacitiva en derivación de tipo distribuida (de acuerdo a la Figura 16); es decir, $k_{sh} = -0.45$.

El efecto de la compensación capacitiva serie ($k_{se} > 0$) es disminuir Z_0' y θ' e incrementar P_0' . La compensación capacitiva serie puede, en principio, ser usada en lugar de los capacitores en derivación para lograr tener un perfil plano de voltaje bajo carga pesada. Por ejemplo, tomando la misma consideración anterior de transmitir $1.2 P_0$ con un perfil plano de voltaje sin compensación en derivación ($k_{sh} = 0$), requeriría alrededor de 0.30 pu de compensación capacitiva serie de tipo distribuida (de acuerdo a la Figura 16), es decir, $k_{se} = 0.30$. En realidad, la naturaleza concentrada de los capacitores serie los hace inadecuados para el control del voltaje de la línea. Su aplicación natural está más enfocada a la estabilidad, al reducir el valor virtual de θ' de la línea.

En condiciones de operación sin carga, el voltaje en el punto medio de una línea simétrica compensada está dado por la ecuación (1):

$$V_m = \frac{E_s}{\cos\left(\frac{\theta'}{2}\right)} \quad \text{xvii)}$$

Se puede observar, a través de su efecto sobre θ' , que tanto la **compensación capacitiva serie**, como la **compensación inductiva** de tipo distribuida en derivación tienden a reducir la elevación del voltaje provocada por el efecto Ferranti, en tanto que la **compensación capacitiva en derivación** tiende a agravarla.

Efecto de compensación distribuida sobre la potencia reactiva de carga de la línea. En condiciones de operación sin carga, la potencia reactiva de carga de la línea que tiene que ser absorbida por las máquinas síncronas terminales está dada por la siguiente expresión para una línea radial,

$$Q_s = -P_0' \tan \theta' \quad \text{xviii)}$$

en tanto que para una línea simétrica,

$$Q_s = -P_0' \tan \frac{\theta'}{2} = -Q_r \quad \text{xix)}$$

Con un grado significativo de compensación ya sea de tipo inductiva en derivación, o bien, de tipo capacitiva en serie, θ' tenderá a ser lo suficientemente pequeño como para que $\tan \theta' \approx \theta'$ y $\tan (\theta'/2) \approx \theta'/2$. Si P_0' y θ' son ahora sustituidos a partir de la Ecuaciones i) y i) en la ecuación i), el factor $\sqrt{1-k_{se}}$ se cancela, quedando para la línea simétrica:

$$Q_s = -\left(P_0 \sqrt{\frac{1-k_{sh}}{1-k_{se}}}\right) \left(\frac{\theta}{2} \sqrt{(1-k_{se})(1-k_{sh})}\right) = -\frac{P_0 \theta}{2} \sqrt{1-k_{sh}} \sqrt{1-k_{sh}} = -\frac{P_0 \theta}{2} (1-k_{sh}) = -Q_r \quad \text{xx)}$$

En la ausencia de compensación de tipo inductiva ($k_{sh} = 0$), la línea compensada con capacitores serie genera casi tanta potencia reactiva de carga de línea en condiciones de operación sin carga, como una línea totalmente compensada de la misma longitud. Si la línea es lo suficientemente larga como para justificar la compensación en serie en el primer sitio, la absorción de potencia reactiva requerida en las terminales de las máquinas síncronas sería excesiva en condiciones de operación sin carga. Más aún, la tendencia de las máquinas síncronas de operar en condiciones de baja excitación a todas las cargas excepto la mayor, deteriora la estabilidad que los capacitores intentaban mejorar. Este problema puede ser aliviado por medio de compensación adicional de tipo inductiva en derivación, de acuerdo a lo establecido en la ecuación iv). Los esquemas de compensación serie han casi siempre incluido condensadores síncronos y/o reactores en derivación para este propósito. Los controladores de potencia reactiva de tipo estáticos también pueden ser usados con ventajas en lugar de los condensadores síncronos.

Efecto de la compensación distribuida en la potencia máxima. La ecuación (1) asociada a la transmisión de potencia puede ser escrita de forma aproximada como:

$$P = P_0' \frac{\delta}{\theta'} \quad \text{xxi)}$$

Cuando $P = P_0'$, $\delta = \theta'$ y la ecuación es verdaderamente exacta. El primer objetivo general de un esquema de compensación es producir un valor alto de P_0' , el nivel de potencia al cual el perfil del voltaje es plano. Si el sistema es operado con un valor de P cercano a P_0' , entonces, necesariamente el valor de δ será cercano al de θ' . El esquema de compensación debe adquirir ahora un segundo objetivo, el cual es asegurar que θ' sea lo suficientemente pequeño para que la línea sea estable; lo cual implica que P no esté demasiado cercana al límite de estabilidad en estado estable. Estos objetivos serán reconocidos como los requerimientos fundamentales de la transmisión (asentados al inicio de este capítulo).

De la Figura 16 se puede observar que un valor alto de P_{θ}' puede ser obtenido con capacitores serie y/o con compensación capacitiva en derivación. Por otro lado, un valor bajo de β' y por ende de θ' , puede ser obtenido con capacitores serie y/o compensación inductiva en derivación de acuerdo a la Figura 17. Con base en este razonamiento, solo la **compensación capacitiva serie** contribuye a ambos objetivos.

Por supuesto, no todos los sistemas de transmisión que requieren compensación la necesitan para ambos objetivos. Las líneas cortas pueden requerir soporte de voltaje, equivalente a un incremento en P_{θ}' , aún cuando su longitud eléctrica sea mucho menor que 90° . Esto se puede lograr empleando capacitores en derivación, sobre la base de que θ' no llegue a ser excesivo como consecuencia. Es común que las líneas compensadas en derivación cuya longitud no exceda las 200 millas, sean cargadas por encima de la potencia natural no compensada. Por otro lado, líneas con longitudes mayores de 300-500 millas no pueden ser cargadas ni siquiera a la potencia natural, debido a la excesiva longitud eléctrica sin compensar. En estos casos la reducción de θ' es la primera prioridad.

El efecto de la compensación uniformemente distribuida sobre la potencia máxima transmisible (es decir, el límite de estabilidad en estado estable) está determinado por la ecuación (1) como sigue: si los voltajes terminales se mantienen constantes a un valor de V_{θ} , la potencia máxima está dada por la siguiente expresión:

$$P'_{\max} = \frac{V_{\theta}^2}{Z_{\theta}' \text{sen}\theta'} = \frac{P_{\theta}'}{\text{sen}\theta'} \quad \text{xxii)}$$

Combinado esta última expresión con las Ecuaciones (1), i) y i), nos queda

$$P'_{\max} = \frac{V_{\theta}^2}{Z_0 \sqrt{\frac{1-k_{se}}{1-k_{sh}}} \text{sen}\left[\theta \sqrt{(1-k_{se})(1-k_{sh})}\right]} = \frac{P_0}{\sqrt{\frac{1-k_{se}}{1-k_{sh}}} \text{sen}\left[\theta \sqrt{(1-k_{se})(1-k_{sh})}\right]}$$

$$\frac{P'_{\max}}{P_0} = \frac{1}{\sqrt{\frac{1-k_{se}}{1-k_{sh}}} \text{sen}\left[\theta \sqrt{(1-k_{se})(1-k_{sh})}\right]} \quad \text{xxiii)}$$

La forma de esta ecuación sugiere que un valor dado de compensación serie tiene un efecto más pronunciado sobre P'_{\max} que el mismo grado de compensación en derivación, porque los factores $(1-k_{sh})$ en el denominador producen efectos opuestos. Esto puede ser comprobado haciendo algunos ejemplos numéricos, tal como se ilustra en la Figura 18 donde se ha variado el valor de la compensación en derivación k_{sh} desde -1 (compensación capacitiva en derivación), pasando por 0 (sin compensación en derivación) y hasta 1 (compensación inductiva en derivación) para ilustrar su efecto completo de la compensación sobre P'_{\max} para líneas de distintas longitudes.

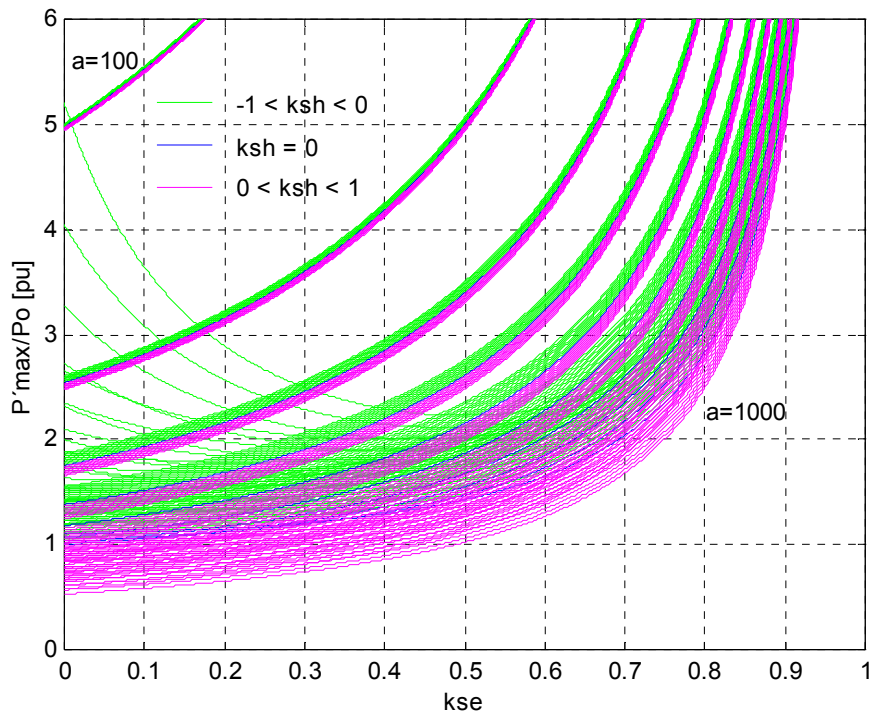


Figura 18. Efecto de la compensación serie y en derivación sobre la máxima potencia transmisible.

El efecto de la compensación serie por sí misma ($k_{sh} = 0$) se muestra en la Figura 19 donde P'_{max}/P_0 es graficada como una función de k_{se} para varias longitudes de línea. La mejora en P'_{max}/P_0 es notablemente marcada para valores mayores de k_{se} (> 0.5). Valores muy altos de k_{se} pueden hacer que se presenten problemas de resonancia, siendo raro encontrar en la práctica valores de $k_{se} > 0.8$.

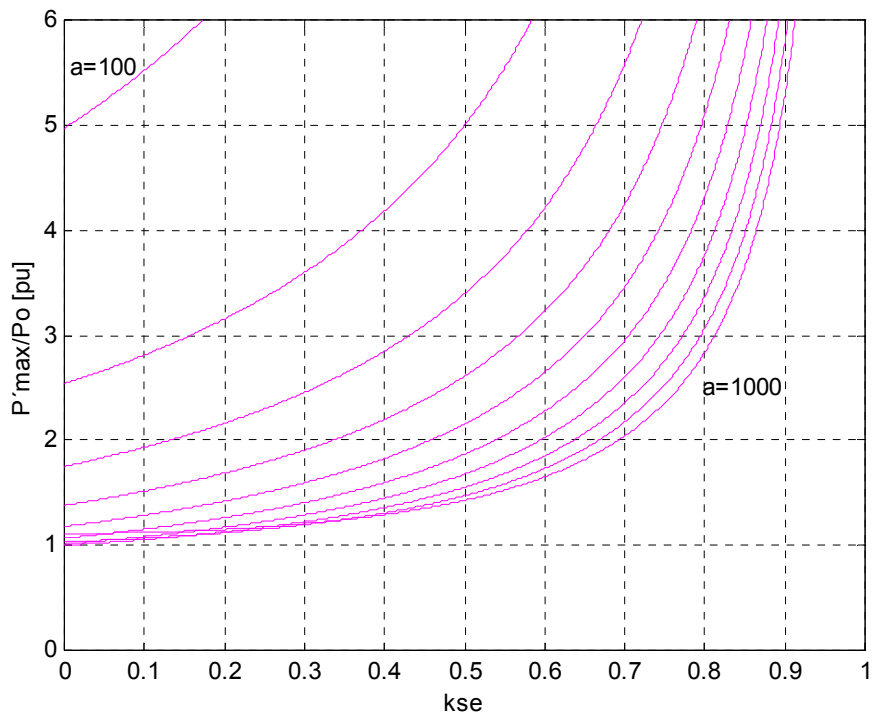


Figura 19. Efecto de la compensación serie sobre la máxima potencia transmisible (sin compensación en derivación, $k_{sh} = 0$).

A continuación se presenta un ejemplo que ilustra el uso de las Figuras 11 a la 14 así como sus ecuaciones asociadas.

Una línea de transmisión sin compensar de 600 millas de longitud tiene los siguientes valores asociados:

$$\theta = \beta a = \left(\frac{2\pi}{3100} \right) (600) = 1.2161 \text{ rad} = 69.6774^\circ \quad \text{xxiv)}$$

$$P_{\max} = \frac{P_0}{\text{sen}\theta} \text{sen}\delta \Big|_{\delta=90^\circ} = \frac{P_0}{\text{sen}1.2161} = 1.0664 P_0 \quad \text{xxv)}$$

Estos resultados revelan que la potencia natural tiene un valor muy cercano al límite de estabilidad, lo cual es inaceptable para permitir operar la línea en tales condiciones. Para operar la línea con un ángulo de transmisión de $\delta = 30^\circ = 0.5236 \text{ rad}$, se tiene que:

$$\frac{P}{P_0} = \frac{\text{sen}\delta}{\text{sen}\theta} = \frac{\text{sen}0.5236}{\text{sen}1.2161} \Rightarrow P = 0.5332 P_0 \quad \text{xxvi)}$$

La condición anterior se refiere a hecho de que, para una línea sin compensar, la potencia transmitida no debería ser mayor que la mitad de la potencia natural.

Con $P = 0.5 P_0$, la ecuación (1) muestra que, con el propósito de mantener un voltaje de 1.0 pu en el punto medio de la línea, los voltajes terminales deben tener un valor de:

$$E_s = V_m \sqrt{1 - \text{sen}^2 \left\{ \frac{\theta}{2} \left[1 - \left(\frac{P}{P_0} \right)^2 \right] \right\}} = 1 \sqrt{1 - \text{sen}^2 \left\{ \frac{1.2161}{2} [1 - (0.5)^2] \right\}} = 0.8978 \text{ pu} \quad \text{xxvii)}$$

Este valor es inaceptablemente bajo para los voltajes terminales. Más aún, la aplicación de la ecuación (1) muestra que las máquinas síncronas de los extremos de la línea deben absorber un valor de potencia reactiva de carga de la línea de:

$$Q_s = P_0 \frac{\text{sen}\theta}{2} \left[\left(\frac{P}{P_0} \right)^2 - 1 \right] = \frac{\text{sen}1.2161}{2} [(0.5)^2 - 1] P_0 = -Q_r \quad \text{xxviii)}$$

$$Q_s = -0.3517 P_0 \Rightarrow Q_r = 0.3517 P_0$$

Con lo cual se obtiene que el valor total de potencia reactiva que deben absorber las máquinas es del orden de 0.7033 kVAR por cada kW de potencia que es transmitida, operando a un factor de potencia adelantado (debido a la baja excitación) de:

$$pf = \cos \left[\tan^{-1} \left(\frac{Q}{P} \right) \right] = \cos \left[\tan^{-1} \left(\frac{0.7033}{1} \right) \right] = 0.8180 \quad \text{xxix)}$$

Si a esta misma línea se la aplica compensación serie al 80%, a partir de la Figura 19 se obtiene un valor de $P'_{\max} = 4.3214 P_0$, en tanto que con la Figura 17 se obtiene un valor de $\theta' = (0.4472)\theta = (0.4472)(1.2161) = 0.5439 \text{ rad} = 31.1607^\circ$ (desde el punto de vista eléctrico parecería que la línea disminuyó su longitud de 600 a 268 millas), en tanto que con la Figura 16 se obtiene un valor de $P_0' = 2.2361 P_0$.

Si la potencia transmitida es ahora igual a la potencia natural virtual $P_0' = 2.2361 P_0$, el ángulo de transmisión puede ser calculado a partir de la ecuación i) como sigue:

$$P'_{\max} = \frac{P'_0}{\text{sen}\theta'} \Rightarrow \theta' = \text{sen}^{-1}\left(\frac{P'_0}{P'_{\max}}\right) = \text{sen}^{-1}\left(\frac{2.2361 P_0}{4.3214 P_0}\right) \quad \text{xxx)}$$

$$\therefore \theta' = 0.5439 \text{ rad} = \delta$$

Con lo cual se obtiene un perfil plano de voltaje a lo largo de toda la longitud de la línea de transmisión. Con la adición de la compensación serie al 80% se logra una clara mejora en las características de la potencia de transmisión de la línea.

A partir de la ecuación (1) se puede calcular el voltaje en el punto medio de la línea original de 600 millas sin compensar y sin carga como sigue:

$$V_m = \frac{E_s}{\cos(\theta/2)} = \frac{1}{\cos\left(\frac{1.2161}{2}\right)} = 1.2184 \text{ pu} \quad \text{xxx)}$$

Con la compensación serie al 80%, el voltaje en el punto medio de la línea tiene un valor ahora de:

$$V_m = \frac{E_s}{\cos(\theta/2)} = \frac{1}{\cos\left(\frac{0.5439}{2}\right)} = 1.0381 \text{ pu} \quad \text{xxxii)}$$

Las reactancias internas de las máquinas síncronas en los extremos de la línea provocarán que este valor se eleve, por lo que sería deseable emplear reactores en derivación para limitar tal elevación, así como liberar un poco a los generadores de absorber toda la potencia reactiva.

Si adicionalmente, ahora se agrega reactancia en derivación uniformemente distribuida, con $k_{sh} = 0.5$ y procediendo de la misma manera indicada anteriormente, se obtienen los siguientes valores: $\theta' = 0.3846 \text{ rad} = 22.03^\circ$ (equivalente a una línea de longitud de 190 millas), $P'_0 = 1.5811 \text{ pu}$ y $P'_{\max} = 4.2146 P_0$. De acuerdo con estos últimos resultados, se puede observar que la potencia máxima, o límite de estabilidad en estado estable, no se ve muy afectado por la adición de compensación inductiva en derivación, no así la potencia natural virtual, P'_0 , la cual se ve apreciablemente reducida; el ángulo de transmisión θ' se ve también disminuido, mientras que el voltaje en el punto medio de la línea sin carga tiene ahora un valor de $V_m = 1.0188 \text{ pu}$, el cual se puede comparar con el de una línea simétrica sin compensar de 190 millas.

Idealmente es deseable compensar una línea de tal manera que la carga normal actual sea igual a la potencia natural virtual P'_0 . Como ya se ha indicado anteriormente, para hacer un juicio acerca de la estabilidad, es útil poder calcular la relación P'_{\max}/P'_0 para la línea compensada; a partir de las Ecuaciones i) y i) tal relación se puede expresar como:

$$\frac{P'_{\max}}{P'_0} = \frac{1}{\text{sen}\left[\theta \sqrt{(1-k_{se})(1-k_{sh})}\right]} \quad \text{xxxiii)}$$

A partir de esta última expresión, resulta claro que el efecto de la compensación es mejorar la relación P'_{\max}/P'_0 , estos es, disminuir el ángulo de transmisión a la potencia natural virtual. Este mismo resultado puede por supuesto ser deducido a partir de la Figura 17 ya que a la potencia natural virtual $\delta = \theta' = \beta'a$.

Un caso especial se presenta cuando $k_{sh} = 1$, esto es, con el 100% de compensación reactiva en derivación. A partir de esta condición, la ecuación i) se reduce a:

$$\frac{P'_{\max}}{P'_0} = \frac{1}{\theta (1-k_{se})} \quad \text{xxxiv)}$$

La Figura 20 muestra la gráfica de esta ecuación iii), donde se puede apreciar, ésta no difiere en gran medida a la obtenida en la Figura 19.

Nuevamente, se comprueba que la potencia máxima no se ve apreciablemente afectada por la compensación en derivación. Sin embargo, con $k_{sh} = 1$, $P_0' = 0$, lo cual implica que un perfil plano de voltaje es obtenido sólo en condiciones sin carga. La línea con el 100% de compensación se comporta exactamente como una inductancia serie o reactancia $X_l = \omega a l$. Con compensación serie de tipo capacitiva, la reactancia es modificada a $X_l' = X_l(1 - k_{se})$.

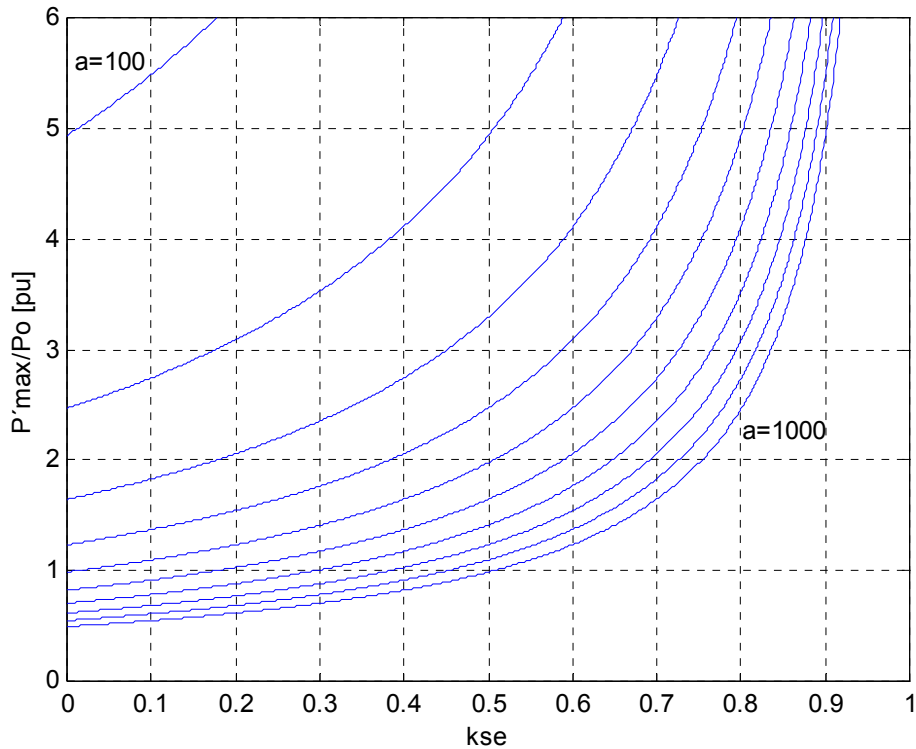


Figura 20. Efecto de la compensación serie sobre la máxima potencia transmisible con compensación en derivación $k_{sh} = 1$.

2.6 REFERENCIAS

1. T. J. E. Miller. *Reactive Power Control In Electric Systems*. Wiley-Interscience. 1982.
2. Tore Petersson. *Reactive Power Compensation*. ABB Power Systems, Sweden.
3. Philip Moore and Peter Ashmole. *Tutorial. Flexible AC Transmission Systems*. Power Engineering Journal, December 1995.



Capítulo 3

Estandarización de Capacidades de Reactores de Potencia

3.1 ANTECEDENTES

Comúnmente se emplean reactores en derivación en líneas de transmisión largas con el propósito de compensar la potencia reactiva que éstas generan. Al instalar reactores en derivación se logra disminuir la longitud eléctrica, θ , de la línea de transmisión. El reactor en derivación opera consumiendo la potencia reactiva generada por el efecto capacitivo de la línea de transmisión. Adicionalmente, los reactores en derivación son empleados para mantener en límites adecuados los niveles de tensión en la parte de la red eléctrica donde son instalados.

Actualmente la Comisión Federal de Electricidad (CFE) emplea reactores de potencia para compensar líneas de transmisión en los niveles de tensión de 400 y 230 kV, para lo cual, se han instalado reactores de potencia en derivación en subestaciones de transmisión a la salida de las líneas de 400 y 230 kV, en las barras de la propia subestación, o bien, conectados en el terciario de bancos de transformación. CFE ha empleado una gran variedad de capacidades de reactores de potencia en derivación para compensar líneas de transmisión, lo cual presenta ciertas desventajas, algunas de las cuales se mencionan a continuación:

- i) Mayor costo por kVAr de los equipos. En la mayoría de los casos el costo por kVAr de reactores de potencia se incrementa conforme la capacidad de los equipos disminuye, siendo en estos casos el aislamiento el factor que determina el costo de estos aparatos.
- ii) Incremento en los costos de inversión de cada obra ya que al tener equipos de características distintas, disminuye la posibilidad de que un mismo equipo pueda compartirse como equipo de reserva para dos o más subestaciones de una misma zona.
- iii) Disminución en la facilidad de sustitución de unidades en caso de falla. Al tener un universo mayor en cuanto a capacidades de reactores de potencia se refiere, disminuye la posibilidad de tener unidades de las mismas características que puedan servir para sustituir algún equipo que eventualmente pueda resultar dañado, requerir mantenimiento o reparación.
- iv) Incremento en los costos por inventario, debido al hecho de tener una mayor cantidad de partes de repuesto y refaccionamiento. Adicionalmente, al tener equipos de distintas marcas y diversos fabricantes, disminuye la flexibilidad de contar con refaccionamiento para todos los aparatos, aunado al mayor tiempo que debe dedicarse a las labores de capacitación y mantenimiento. Lo anterior implica a su vez tener costos adicionales relativos a la necesidad de contar con mayores espacios en bodegas para almacenar una mayor cantidad de partes de repuesto.

3.2 OBJETIVO

El objetivo del presente capítulo es analizar las capacidades de los reactores de potencia en derivación que emplea CFE para compensar líneas de transmisión y presentar una propuesta para estandarizar las capacidades estos equipos, lo cual permitirá disminuir los costos que fueron descritos en el punto inmediato anterior.

3.3 DESARROLLO

Para cumplir con el objetivo del presente estudio, en este punto se llevarán a cabo los siguientes análisis y actividades principales:

- Se analizarán las capacidades de los reactores de potencia en derivación que ha empleado CFE y que pretende utilizar en los próximos años para compensar líneas de transmisión;
- Se analizarán las características de las líneas de transmisión para las cuales se han instalado reactores de potencia en derivación;
- Se propondrán las capacidades de reactores de potencia en derivación que cubran las configuraciones y tipos de las líneas de transmisión que requieran ser compensadas en el futuro.

Todos los análisis y resultados que se muestran en el presente estudio se han hecho considerando condiciones de estado estable. El comportamiento dinámico asociado a algunos de los temas discutidos requiere de un análisis distinto que podría ser desarrollado en otro estudio independiente.

3.4 CAPACIDADES DE REACTORES DE POTENCIA EMPLEADOS POR CFE

A continuación se presenta las Tablas 1, 2 y 3 que muestran las capacidades de los reactores de potencia instalados y que pretende instalar CFE en los próximos años en líneas de transmisión de 400 y 230 kV, así como en el terciario de bancos de transformación, respectivamente ^{[1],[2]}.

POISE 2002-2011 OBRAS DE COMPENSACIÓN INDUCTIVA REACTORES 400 KV						
NOMBRE DE LA LÍNEA	TIPO	CANTIDAD UNIDADES	CAPACIDAD [MVar]			LONGITUD [km]
			UNITARIA	TOTAL INSTALADA	OPERACIÓN POR CTO.	
TEPIC II MVAR (REACTOR EN BARRAS)	3F	1	100	100		
L.T. SAN FRANCISCO - LAS HUERTAS TRANSICIÓN (3C/F) SAN FRANCISCO MVAR	1F	7	50	350	150	290
L.T. SALTILLO CC - PRIMERO DE MAYO (2C/F) SALTILLO CC MVAR	1F	3	50	150	150	222
L.T. PRIMERO DE MAYO - CANADA (2C/F) PRIMERO DE MAYO MVAR	1F	3	50	150	150	221
L.T. ANAHUAC POTENCIA - EL POTOSÍ (3C/F) EL POTOSÍ MVAR	1F	7	33.33	233.33	100	258
L.T. M. MORENO TORRES - JUILE (2C/F) M. MORENO TORRES MVAR	1F	4	33.33	133.33	100	242
L.T. COATZACOALCOS - TEMASCAL II (2C/F) COATZACOALCOS MVAR	1F	4	33.33	133.33	100	230
L.T. LAS MESAS - TEOTIHUACAN (3C/F) LAS MESAS MVAR	1F	6	33.33	200.00	100	228
L.T. LAS MESAS - QUERETARO POTENCIA (3C/F) LAS MESAS MVAR	1F	7	33.33	233.33	100	208
L.T. MAZATLÁN II - TEPIC II (2C/F) MAZATLÁN II MVAR	1F	3	25	75	75	254
L.T. AEROPUERTO - VILLA DE GARCÍA (2C/F) VILLA DE GARCÍA MVAR	1F	7	25	175	75	252
L.T. TAPACHULA - ANGÓSTURA (2C/F) TAPACHULA POT. MVAR	1F	4	25	100	75	193
L.T. CERRO DE ORO - TECALI (2C/F) CERRO DE ORO MVAR	1F	7	25	175	75	192
L.T. JUILE - CERRO DE ORO (2C/F) JUILE MVAR	1F	4	25	100	75	155
L.T. TAMOS - POZA RICA II, C2 (2C/F)	1F	3	20.67	62.00	62	198
L.T. AEROPUERTO - HUINALÁ (2C/F) AEROPUERTO MVAR	1F	4	20.67	82.67	62	196
L.T. ARROYO DEL COYOTE - RIO ESCONDIDO (2C/F) ARROYO DEL COYOTE MVAR	1F	4	20.67	82.67	62	179
L.T. CHAMPAYÁN - GUEMEZ (1C/F) CHAMPAYÁN MVAR	1F	7	20.67	144.67	62	171
L.T. CHAMPAYÁN - LAS MESAS L1 (3C/F) CHAMPAYÁN MVAR	1F	7	20.67	144.67	62	168
ANAHUAC POTENCIA MVAR (REACTOR EN BARRAS)	1F	4	20.67	82.67	62	
L.T. MAZATLÁN II - TEPIC II (2C/F) TEPIC II MVAR	1F	3	16.67	50.00	50	254
L.T. AEROPUERTO - VILLA DE GARCÍA (2C/F)	1F	3	16.67	50.00	50	252
L.T. AEROPUERTO - VILLA DE GARCÍA (2C/F) AEROPUERTO MVAR	1F	4	16.67	66.67	50	252
L.T. AGUASCALIENTES POTENCIA - EL POTOSÍ (2C/F) AGUASCALIENTES POTENCIA MVAR	1F	3	16.67	50.00	50	150
L.T. CERRO BLANCO - TESISTÁN C1 + C2 (2C/F) CERRO BLANCO MVAR	1F	6	16.67	100.00	50	143
L.T. CERRO BLANCO - TESISTÁN (2C/F) CERRO BLANCO MVAR	1F	4	16.67	66.67	50	143
L.T. CANADA - EL POTOSÍ (2C/F) CANADA MVAR	1F	4	16.67	66.67	50	141

Tabla 1. Relación de obras asociadas a compensación inductiva. Reactores de 400 kV.

Capítulo 3. Estandarización de Capacidades de Reactores de Potencia

POISE 2002-2011 OBRAS DE COMPENSACIÓN INDUCTIVA REACTORES 230 kV							
NOMBRE DE OBRA	TIPO	CANTIDAD UNIDADES	CAPACIDAD MVAR [MVar]			LONGITUD [km]	COMP. POR CTO. [%]
			UNITARIA	TOTAL INSTALADA	OPERACIÓN POR CTO.		
ESCARCEGA MVAR	3F	1	35	35			
MOCTEZUMA MVAR	1F	3	18	54	NO APLICA	NO APLICA	NO APLICA
MOCTEZUMA MVAR	1F	3	18	54			
PUEBLO NUEVO MVAR	3F	2	18	36	NO APLICA	NO APLICA	NO APLICA
DURANGO SUR MVAR	1F	3	10	30	NO APLICA	NO APLICA	NO APLICA
L.T. DURANGO SUR - TORREÓN SUR (2C/F) DURANGO SUR MVAR	1F	3	8.33	25	25	248	18%
L.T. LOUISIANA - LA HIGUERA (2C/F) LOUISIANA MVAR	1F	3	7	21	21	283	13%
L.T. LA HIGUERA - MAZATLAN II (2C/F) LA HIGUERA MVAR	1F	7	7	49	21	242	16%
IXTAPA POTENCIA - PIE DE LA CUESTA POTENCIA PIE DE LA CUESTA POTENCIA MVAR	1F	3	7	21	21	215	18%
L.T. NACOZARI - N. CASAS GRANDES II L1 (2C/F) NACOZARI MVAR	1F	7	7	49	21	213	18%
L.T. N. CASAS GRANDES II - MOCTEZUMA (2C/F) N. CASAS GRANDES II MVAR	1F	7	7	49	21	165	23%
VALLADOLID CC - TICUL II (2C/F) TICUL II MVAR	1F	3	7	21	21	151	25%
VALLADOLID CC - TICUL II (2C/F) VALLADOLID POT. MVAR	1F	3	7	21	21	151	25%
MEZCALA MVAR	1F	3	7	21	NO APLICA	NO APLICA	NO APLICA
L.T. CAMARGO II - EL ENCINO (2C/F) CAMARGO II MVAR	1F	4	6	24	18	125.5	26%
L.T. ARROYO DEL COYOTE - RIO ESCONDIDO (2C/F) ARROYO DEL COYOTE MVAR	1F	3	6	18	18	182.5	18%
HUATULCO POT. MVAR	1F	3	6	18	18		#DIV/0!

Tabla 2. Relación de obras de compensación inductiva. Reactores de 230 kV.

POISE 2002-2011 OBRAS DE COMPENSACIÓN INDUCTIVA REACTORES DE MEDIA TENSIÓN EN TERCIARIO				
NOMBRE DE OBRA	TIPO	CANTIDAD UNIDADES	CAPACIDAD MVAR	
			UNITARIA	TOTAL
OAXACA POT. MVAR	3F	1	25	25
OAXACA POT. MVAR	3F	1	25	25
EL CASTILLO MVAR	3F	1	25	25
JUCHITAN II MVAR	3F	1	25	25
MACUSPANA	3F	1	25	25
QUEVEDO MVAR	3F	1	18	18
EL PALMAR MVAR	3F	1	18	18
NOGALES AEROPUERTO MVAR	3F	1	18	18
NIZUC	3F	1	18	18
PLAYA DEL CARMEN MVAR	3F	1	18	18

Tabla 3. Relación de obras de compensación inductiva. Reactores de media tensión en terciario.

Con base en los datos mostrados en las Tablas 1, 2 y 3, podemos exponer los siguientes comentarios:

- i) De acuerdo a los datos mostrados en la Tabla 1, notamos que la capacidad de la mayor parte de los bancos de reactores de potencia empleados para compensar líneas de transmisión de 230 kV son de 21 MVAR, conformados estos por tres unidades monofásicas de 7 MVAR cada unidad. También se tienen bancos trifásicos de 18 MVAR conformados por tres unidades monofásicas de 6 MVAR cada unidad.
- ii) Con base en los datos mostrados en la Tabla 2, advertimos que existe una gran variedad de capacidades de los reactores de potencia empleados para compensar líneas de transmisión de 400 kV, con bancos trifásicos que van desde de 150 MVAR, los más grandes, hasta 50 MVAR, que son los bancos de menor capacidad.
- iii) Con base en los datos mostrados en la Tabla 3, observamos que para los reactores que se conectan al terciario de bancos de transformación se manejan básicamente dos capacidades: 25 y 18 MVAR, estando conformados estos reactores por unidades trifásicas, una diferencia notoria respecto a los reactores empleados para compensar líneas de transmisión de 230 y 400 kV, donde la práctica reciente es emplear bancos trifásicos conformados por unidades monofásicas.

3.5 TIPOS DE TORRES Y CARACTERÍSTICAS DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN COMPENSADAS

En esta parte del presente estudio se dio a la tarea de buscar los principales tipos de torres que han sido empleadas en las líneas de transmisión de 400 y 230 kV en los últimos proyectos. La Figura 1 muestra el resultado de dicha búsqueda.

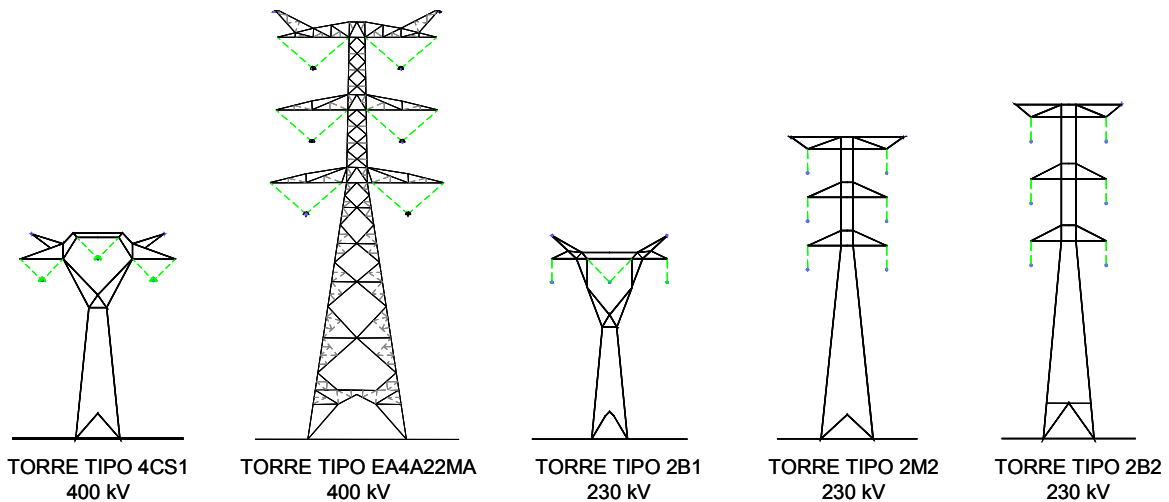


Figura 1. Principales tipos de torres que han sido empleadas en las líneas de transmisión de 400 y 230 kV que requieren compensación empleando reactores de potencia en derivación.

Con base en la información mostrada en la Figura 1, advertimos que son básicamente dos tipos de torre las empleadas en líneas de transmisión de 400 kV: 4CS1 y EA4A22MA, en tanto que para 230 kV se emplean tres tipos de torre: 2B1, 2M2 y 2B2.

Para cada uno de estos tipos de torre se obtuvieron sus principales parámetros eléctricos como son: resistencia, reactancia inductiva, susceptancia capacitiva, impedancia característica, etc., a partir de los cuales se obtuvo la potencia reactiva por km que genera una línea de transmisión conformada por cada uno de estos tipos de torres. El resumen de estos parámetros eléctricos se presenta en la Tabla 4.

CÁLCULO DE PARÁMETROS DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN										
Tensión [kV]	TORRE	Nb. Ctos.	cond/ase	calibre cond	Z0 [Ω]	R [Ω/km]	X1 [Ω/km]	Yc1 [mho/km]	Qc [MVar/km]	P0 [MW]
400	4CS1	1	2	1113	2.94226E+02	7.63645E-02	9.81209E-01	4.38950E-06	0.7025	543.80
	4CS1	1	3	1113	2.59217E+02	5.23500E-02	8.64158E-01	4.97464E-06	0.7961	617.24
	EA4A22VA	1	2	1113	3.00513E+02	7.57698E-02	1.00295E+00	4.30021E-06	0.6882	532.42
	EA4A22VA	1	3	1113	2.65425E+02	5.17620E-02	8.85690E-01	4.86230E-06	0.7781	602.81
	EA4A22VA	2	2	1113	2.99373E+02	7.59725E-02	1.00249E+00	4.33110E-06	0.6931	534.45
	EA4A22VA	2	3	1113	2.64212E+02	5.19664E-02	8.85215E-01	4.90446E-06	0.7849	605.57
230	2B1	1	1	900	3.89832E+02	1.75974E-01	1.30048E+00	3.33420E-06	0.5336	410.43
	2B1	1	1	1113	3.84346E+02	1.41488E-01	1.28442E+00	3.37741E-06	0.5405	416.29
	2M2	1	1	900	3.79561E+02	1.74786E-01	1.26490E+00	3.42217E-06	0.5477	421.54
	2M2	1	1	1113	3.74060E+02	1.40301E-01	1.24884E+00	3.46776E-06	0.5550	427.74
	2M2	2	1	900	3.79127E+02	1.74844E-01	1.26462E+00	3.42929E-06	0.5488	422.02
	2M2	2	1	1113	3.73625E+02	1.40359E-01	1.24856E+00	3.47511E-06	0.5561	428.24
	2B2	1	1	900	3.92154E+02	1.75621E-01	1.30800E+00	3.31343E-06	0.5303	408.00
	2B2	1	1	1113	3.86672E+02	1.41137E-01	1.29195E+00	3.35613E-06	0.5371	413.79
	2B2	2	1	900	3.91521E+02	1.75732E-01	1.30761E+00	3.32321E-06	0.5318	408.66
	2B2	2	1	1113	3.86035E+02	1.41247E-01	1.29155E+00	3.36622E-06	0.5387	414.47

Tabla 4. Principales parámetros eléctricos de las líneas de transmisión de 400 y 230 kV.

Donde:

Z0 ≡ Impedancia característica

R ≡ Resistencia

X1 ≡ Reactancia

Yc1 ≡ Susceptancia

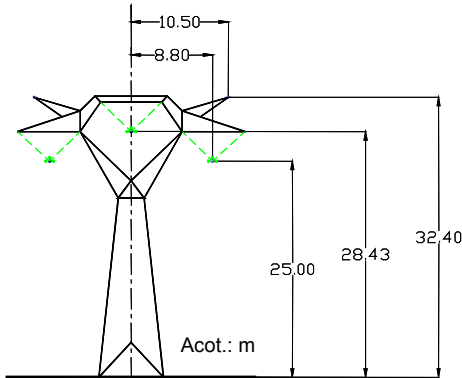
Qc ≡ Potencia reactiva

P0 ≡ Potencia natural

En la Tabla 4 se han resaltado con letra negrilla los valores máximos obtenidos de cada parámetro para los tipos de torres de 400 y 230 kV.

A continuación se presenta la silueta de las torres empleadas en líneas de transmisión de 400 y 230 kV, incluyendo sus características y parámetros eléctricos.

TORRES EMPLEADAS EN LÍNEAS DE 400 kV



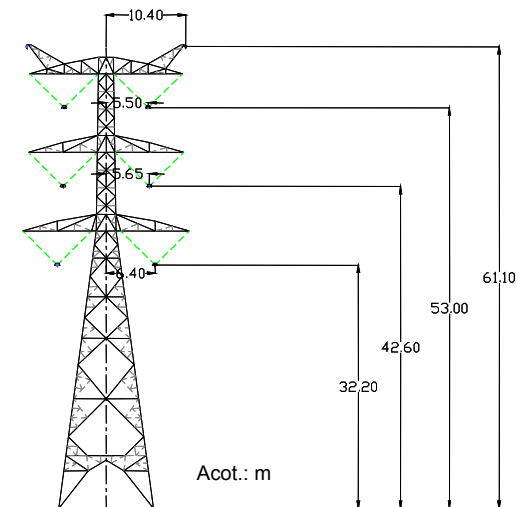
TORRE TIPO 4CS1
400 kV

CARACTERÍSTICAS:

- Torre de un circuito
- Voltaje nominal: 400 kV
- Frecuencia de operación: 60 Hz
- Cable conductor: ACSR 1113 kCM
- Conductores por fase: 1 ó 2 cond/fase
- Hilo de guarda: AAS 7#8
- Cantidad de hilos de guarda: 2 hilos

POTENCIA REACTIVA:

- 0,7025 MVar/km @ 2 cond/fase
- 0,7961 MVar/km @ 3 cond/fase



TORRE TIPO EA4A22MA
400 kV

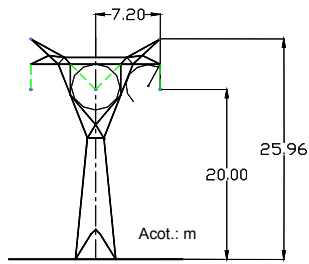
CARACTERÍSTICAS:

- Torre de dos circuitos
- Voltaje nominal: 400 kV
- Frecuencia de operación: 60 Hz
- Cable conductor: ACSR 1113 kCM
- Conductores por fase: 2 ó 3 cond/fase
- Hilo de guarda: AAS 7#8
- Cantidad de hilos de guarda: 2 hilos

POTENCIA REACTIVA:

- 0,6882 MVar/km @ 2 cond/fase (1 cto.)
- 0,7781 MVar/km @ 3 cond/fase (1 cto.)
- 0,6931 MVar/km @ 2 cond/fase (2 ctos.)
- 0,7849 MVar/km @ 3 cond/fase (2 ctos.)

TORRES EMPLEADAS EN LÍNEAS DE 230 kV



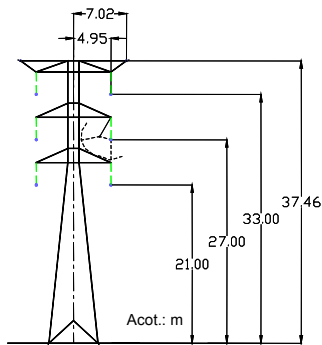
TORRE TIPO 2B1
230 kV

CARACTERÍSTICAS:

- Torre de un circuito
- Voltaje nominal: 230 kV
- Frecuencia de operación: 60 Hz
- Cable conductor: ACSR 900 ó 1113 kCM
- Conductores por fase: 1 cond/fase
- Hilo de guarda: AAS 7#8
- Cantidad de hilos de guarda: 2 hilos

POTENCIA REACTIVA:

- 0,5336 MVar/km @ ACSR 900 kCM
- 0,5405 MVar/km @ ACSR 1113 kCM



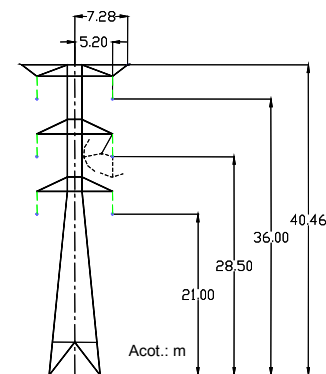
TORRE TIPO 2M2
230 kV

CARACTERÍSTICAS:

- Torre de dos circuitos
- Voltaje nominal: 230 kV
- Frecuencia de operación: 60 Hz
- Cable conductor: ACSR 900 ó 1113 kCM
- Conductores por fase: 1 cond/fase
- Hilo de guarda: AAS 7#8
- Cantidad de hilos de guarda: 2 hilos

POTENCIA REACTIVA:

- 0,5477 MVar/km @ ACSR 900 kCM (1 cto.)
- 0,5550 MVar/km @ ACSR 1113 kCM (1 cto.)
- 0,5488 MVar/km @ 2 ACSR 900 kCM (2 ctos.)
- 0,5561 MVar/km @ ACSR 1113 kCM (2 ctos.)



TORRE TIPO 2B2
230 kV

CARACTERÍSTICAS:

- Torre de dos circuitos
- Voltaje nominal: 230 kV
- Frecuencia de operación: 60 Hz
- Cable conductor: ACSR 900 ó 1113 kCM
- Conductores por fase: 1 cond/fase
- Hilo de guarda: AAS 7#8
- Cantidad de hilos de guarda: 2 hilos

POTENCIA REACTIVA:

- 0,5303 MVar/km @ ACSR 900 kCM (1 cto.)
- 0,5371 MVar/km @ ACSR 1113 kCM (1 cto.)
- 0,5318 MVar/km @ 2 ACSR 900 kCM (2 ctos.)
- 0,5387 MVar/km @ ACSR 1113 kCM (2 ctos.)

Capítulo 3. Estandarización de Capacidades de Reactores de Potencia




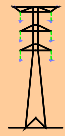

TIPO DE TORRE	SILUETA DE TORRE	No. CTOS.	TENSIÓN [kV]	CABLE CONDUCTOR	COND./FASE	POTENCIA REACTIVA POR CTO. [MVar/km]
4CS1		1	400	ACSR 1113 kCM	2	0.7025
4CS1		1	400	ACSR 1113 kCM	3	0.7961
EA4A22MA		1	400	ACSR 1113 kCM	2	0.6882
EA4A22MA		1	400	ACSR 1113 kCM	3	0.7781
EA4A22MA		2	400	ACSR 1113 kCM	2	0.6931
EA4A22MA		2	400	ACSR 1113 kCM	3	0.7849
2B1		1	230	ACSR 900 kCM	1	0.5336
2B1		1	230	ACSR 1113 kCM	1	0.5405
2M2		1	230	ACSR 900 kCM	1	0.5477
2M2		1	230	ACSR 1113 kCM	1	0.5550
2M2		2	230	ACSR 900 kCM	1	0.5488
2M2		2	230	ACSR 1113 kCM	1	0.5561
2B2		1	230	ACSR 900 kCM	1	0.5303
2B2		1	230	ACSR 1113 kCM	1	0.5371
2B2		2	230	ACSR 900 kCM	1	0.5318
2B2		2	230	ACSR 1113 kCM	1	0.5387

Tabla 5. Resumen de las principales características y parámetros eléctricos de las líneas de transmisión de 400 y 230 kV donde se instalarán reactores de potencia en derivación empleando las torres indicadas.

Con base en los resultados mostrados en la Tabla 5 se pueden obtener las siguientes conclusiones importantes:

- i) La línea de transmisión de 400 kV de un circuito que genera la mayor cantidad de potencia reactiva es la que emplea la torre tipo 4CS1 con tres conductores ACSR 1113 kCM por fase, con un valor de 0,7961 MVar/km, en tanto que la línea de transmisión de dos circuitos que genera la mayor cantidad de potencia reactiva es la que emplea la torre tipo EA4A22MA con tres conductores ACSR 1113 kCM por fase, con un valor de 0,7849 MVar/km.
- ii) La línea de transmisión de 230 kV que genera la mayor cantidad de potencia reactiva es la que emplea la torre tipo 2M2, con un conductor ACSR 1113 kCM por fase, en configuración de uno y dos circuitos, con valores de 0,5550 y 0,5561 MVar/km, respectivamente.

Los tipos de torre mencionados anteriormente serán los que se empleen para continuar con el presente estudio ya que son éstos los tipos de torre más empleados en líneas de transmisión de 400 y 230 kV.

En las Tablas 6 y 7 se muestran los tipos de torre empleados para cada línea de transmisión, el valor de potencia reactiva que éstas generan, así como el porcentaje de compensación para cada línea de transmisión, el cual se ha obtenido a partir de la potencia del banco de reactores definido en cada caso.

Capítulo 3. Estandarización de Capacidades de Reactores de Potencia

POISE 2002-2011
OBRAS DE COMPENSACIÓN INDUSTRIVA
REACTORES 400 KV

NOMBRE DE LA LÍNEA	TIPO DE TORRE	TIPO	CANTIDAD UNIDADES	CAPACIDAD [MVar]			LONGITUD [km]	Qgen LT [MVar/km]	Qgen LT [MVar]	COMPEN-SACIÓN POR CTO. [%]
				UNITARIA	TOTAL INSTALADA	OPERACIÓN POR CTO.				
S.E. TEPIC II MVAR	----	3F	1	100	100	----	----	----	----	
S.E. MINATITLÁN MVAR	----	3F	1	100	100	----	----	----	----	
TOPILEJO MVAR	----	3F	1	75	75	----	----	----	----	
TEXCOCO MVAR	----	3F	1	75	75	----	----	----	----	
L.T. SAN FRANCISCO - LAS HUERTAS TRANSICIÓN (3C/F) SAN FRANCISCO MVAR	EA4A22MA	1F	7	50	350	150	290	0.7849	228	66%
L.T. SALTILLO CC - PRIMERO DE MAYO (2C/F) SALTILLO CC MVAR	EA4A22MA	1F	3	50	150	150	222	0.6931	154	97%
L.T. PRIMERO DE MAYO - CAÑADA (2C/F) PRIMERO DE MAYO MVAR	EA4A22MA	1F	3	50	150	150	221	0.6931	153	98%
L.T. ANAHUAC POTENCIA - EL POTOSÍ (3C/F) EL POTOSÍ MVAR	EA4A22MA	1F	7	33.33	233.33	100	258	0.7849	202	49%
L.T. M. MORENO TORRES - JUILE (2C/F) M. MORENO TORRES MVAR	EA4A22MA	1F	4	33.33	133.33	100	242	0.6931	168	60%
L.T. COATZACOALCOS - TEMASCAL II (2C/F) COATZACOALCOS MVAR	EA4A22MA	1F	4	33.33	133.33	100	230	0.6931	159	63%
L.T. LAS MESAS - TEOIHUACAN (3C/F) LAS MESAS MVAR	EA4A22MA	1F	6	33.33	200.00	100	228	0.7849	179	56%
L.T. LAS MESAS - QUERETARO POTENCIA (3C/F) LAS MESAS MVAR	EA4A22MA	1F	7	33.33	233.33	100	208	0.7849	163	61%
L.T. LA PAROTA - YAUTEPEC POTENCIA (2C/F) LA PAROTA	EA4A22MA	1F	7	33.33	233.33	100	275	0.6931	191	52%
L.T. AEROPUERTO - VILLA DE GARCÍA (2C/F) VILLA DE GARCÍA MVAR & AEROPUERTO	EA4A22MA	1F	14	25 & 16.67	291.67	125.00	252	0.6931	175	72%
L.T. MAZATLÁN II - TEPIC II (2C/F) MAZATLÁN II MVAR	4CS1	1F	3	25	75	75	254	0.7025	178	42%
L.T. TAPACHULA POT. - ANGSTURA (2C/F) TAPACHULA POT. MVAR	EA4A22MA	1F	4	25	100	75	193	0.6931	134	56%
L.T. CERRO DE ORO - TECALI (2C/F) CERRO DE ORO MVAR	EA4A22MA	1F	7	25	175	75	192	0.6931	133	56%
L.T. JUILE - CERRO DE ORO (2C/F) JUILE MVAR	EA4A22MA	1F	4	25	100	75	155	0.6931	107	70%
L.T. ATEQUIZA - SALAMANCA II (3C/F) ATEQUIZA MVAR	EA4A22MA	1F	4	25	100	75	221	0.7849	173	43%
L.T. SALAMANCA II - ATLCOMULCO (3C/F) SALAMANCA II MVAR	EA4A22MA	1F	7	25	175	75	170	0.7849	133	56%
L.T. JERÓNIMO ORTIZ - MAZATLÁN II (2C/F) JERÓNIMO ORTIZ MVAR	EA4A22MA	1F	3	25	75	75	200	0.6931	139	54%
L.T. JERÓNIMO ORTIZ - TORREÓN SUR (2C/F) JERÓNIMO ORTIZ MVAR	EA4A22MA	1F	4	25	100	75	217.4	0.6931	151	50%
L.T. SALTILLO CC - PRIMERO DE MAYO (2C/F) SALTILLO CC MVAR	EA4A22MA	1F	7	25	175	75	222	0.6931	154	49%
L.T. GÜEMEZ - REGIOMONTANO (2C/F) GÜEMEZ MVAR	EA4A22MA	1F	4	25	100	75	220	0.6931	152	49%
L.T. CHAMPAYÁN - GÜEMEZ (2C/F) GÜEMEZ MVAR	4CS1	1F	3	25	75	75	171	0.6931	119	63%
L.T. PRIMERO DE MAYO - CAÑADA (2C/F) PRIMERO DE MAYO MVAR	EA4A22MA	1F	7	25	175	75	221	0.8585	190	40%
L.T. MANZANILLO II - CHAPALA (3C/F) MANZANILLO MVAR	EA4A22MA	1F	7	25	175	75	170	0.7849	133	56%
L.T. LAZARO CÁRDENAS POT. - VOLCAN GORDO (3C/F) LAZARO CÁRDENAS POT. MVAR	EA4A22MA	1F	4	25	100	75	250	0.7849	196	38%
L.T. AGUASCALIENTES POT. - ATEQUIZA AGUASCALIENTES MVAR	4CS1	1F	3	25	75	75	186	0.7025	131	57%
L.T. SANTA LUCÍA - MALPASO (2C/F) SANTA LUCÍA MVAR	EA4A22MA	1F	7	25	175	75	200	0.6931	139	54%
ANAHUAC POTENCIA MVAR (REACTOR EN BARRAS)		1F	4	20.67	82.67	----	----	----	----	----
L.T. TAMOS - POZA RICA II, C2 (2C/F)	4CS1	1F	3	20.67	62.00	62	198	0.7025	139	45%
L.T. AEROPUERTO - HUINALÁ (2C/F) AEROPUERTO MVAR	EA4A22MA	1F	4	20.67	82.67	62	196	0.6931	136	46%
L.T. ARROYO DEL COYOTE - CARBÓN II (2C/F) ARROYO DEL COYOTE MVAR	EA4A22MA	1F	7	20.67	144.67	62	179	0.6931	124	50%
L.T. CHAMPAYÁN - GÜEMEZ (1C/F) CHAMPAYÁN MVAR	4CS1	1F	7	20.67	144.67	62	171	0.7025	120	52%
L.T. CHAMPAYÁN - LAS MESAS (3C/F) CHAMPAYÁN MVAR	EA4A22MA	1F	6	20.67	124.00	62	172	0.7849	135	46%
L.T. LAS MESAS - PACHUQUILLA (3C/F) LAS MESAS MVAR	EA4A22MA	1F	7	20.67	144.67	62	140	0.7849	110	56%
L.T. MAZATLÁN II - TEPIC II (2C/F) TEPIC II MVAR	EA4A22MA	1F	3	16.67	50.00	50	254	0.6931	176	28%
L.T. AGUASCALIENTES POTENCIA - EL POTOSÍ (2C/F) AGUASCALIENTES POTENCIA MVAR	EA4A22MA	1F	3	16.67	50.00	50	150	0.6931	104	48%
L.T. CERRO BLANCO - TESISTAN C1 + C2 (2C/F) CERRO BLANCO MVAR	EA4A22MA	1F	6	16.67	100.00	50	143	0.6931	99	50%
L.T. CERRO BLANCO - TESISTAN C3 (2C/F) CERRO BLANCO MVAR	EA4A22MA	1F	4	16.67	66.67	50	143	0.6931	99	50%
L.T. CAÑADA - EL POTOSÍ (2C/F) CAÑADA MVAR	EA4A22MA	1F	4	16.67	66.67	50	141	0.6931	98	51%
L.T. GÜEMEZ - LAJA (2C/F) GÜEMEZ MVAR	4CS1	1F	7	16.67	116.67	50	135	0.7025	95	53%
L.T. POTRERILLOS - SALAMANCA II (2C/F) POTRERILLOS MVAR	EA4A22MA	1F	7	16.67	116.67	50	76	0.6931	53	95%
L.T. POTRERILLOS - AGUASCALIENTES POTENCIA (2C/F) POTRERILLOS MVAR	EA4A22MA	1F	7	16.67	116.67	50	120	0.6931	83	60%
L.T. MANZANILLO II - ACATLÁN II (3C/F) ACATLÁN MVAR	EA4A22MA	1F	3	16.67	50.00	50	200	0.7849	157	32%

Tabla 6. Tipos de torre, potencia reactiva generada y porcentaje de compensación definido para las líneas de 400 kV donde se instalarán reactores de potencia en derivación.

Capítulo 3. Estandarización de Capacidades de Reactores de Potencia

Con base en los resultados obtenidos en la Tabla 6, advertimos que las líneas de transmisión de 400 kV se han compensado en un rango aproximado que va del 40% al 70%, no obstante hay unos cuantos casos donde el porcentaje de compensación rebasó el 90%. La práctica general para compensar líneas de transmisión empleando reactores de potencia en derivación es del 40% al 80%^[3]. Advertimos también que el intervalo predominante de longitud de las líneas de transmisión que son compensadas empleando reactores de potencia en derivación va desde 150 km hasta 250 km.

POISE 2002-2011 OBRAS ASOCIADAS A COMPENSACIÓN INDUCTIVA REACTORES 230 kV										
NOMBRE DE OBRA	TIPO DE TORRE	TIPO	CANTIDAD UNIDADES	CAPACIDAD MVAR [MVar]			LONGITUD [km]	Qgen LT [MVar/km]	Qgen LT [MVar]	COMPENSACIÓN POR CTO. [%]
				UNITARIA	TOTAL INSTALADA	OPERACIÓN POR CTO.				
S.E. ESCARCEGA MVAR	----	3F	1	35	35	----	----	----	----	----
S.E. PUERTO LIBERTAD MVAR	----	3F	1	35	35	----	----	----	----	----
S.E. MOCTEZUMA MVAR	----	1F	3	18	54	----	----	----	----	----
S.E. MOCTEZUMA MVAR	----	1F	3	18	54	----	----	----	----	----
S.E. PUEBLO NUEVO MVAR	----	3F	2	18	36	----	----	----	----	----
S.E. OBREGÓN 4 MVAR	----	3F	1	18	18	----	----	----	----	----
S.E. TICUL II MVAR	----	3F	1	18	18	----	----	----	----	----
L.T. DURANGO SUR - MAZATLÁN II (2C/F)	EA4A22MA	1F	4	10.00	40	30	200	0.6931	139	22%
L.T. JERÓNIMO ORTIZ - TORREÓN SUR (2C/F)	2M2	1F	4	8.33	33.33	33.33	248	0.5561	138	24%
JERÓNIMO ORTIZ MVAR										
L.T. LOUISIANA - LA HIGUERA (2C/F)	2M2	1F	3	7	21	21	283	0.5561	157	13%
LOUISIANA MVAR										
L.T. LA HIGUERA - MAZATLÁN II (2C/F)	2M2	1F	7	7	49	21	242	0.5561	134	16%
LA HIGUERA MVAR										
L.T. IXTAPA POTENCIA - PIE DE LA CUESTA POTENCIA	2M2	1F	3	7	21	21	215	0.5561	120	18%
PIE DE LA CUESTA POTENCIA MVAR										
L.T. NACOZARI - N. CASAS GRANDES II L1 (2C/F)	2M2	1F	7	7	49	21	213	0.5561	119	18%
NACOZARI MVAR										
L.T. N. CASAS GRANDES II - MOCTEZUMA (2C/F)	2M2	1F	7	7	49	21	165	0.5561	92	23%
N. CASAS GRANDES II MVAR										
VALLADOLID CC - TICUL II (2C/F)	2M2	1F	3	7	21	21	151	0.5561	84	25%
TICUL II MVAR										
VALLADOLID CC - TICUL II (2C/F)	2M2	1F	3	7	21	21	151	0.5561	84	25%
VALLADOLID POT. MVAR										
MEZCALA MVAR	2M2	1F	3	7	21	----	----	----	----	----
L.T. LAS MESETAS - NUEVO CASAS GRANDES II	2M2	1F	7	7	49	21	200	0.5561	111	19%
LAS MESETAS MVAR										
L.T. PUEBLO NUEVO - GUAMUCHIL 2	2M2	1F	3	7	21	21	260	0.5561	145	15%
GUAMUCHIL 2 MVAR										
L.T. LAS MESETAS - HERMOSILLO 5 (2C/F)	2M2	1F	4	7	28	21	215	0.5561	120	18%
HERMOSILLO 5 MVAR										
L.T. CAMARGO II - EL ENCINO (2C/F)	2M2	1F	4	6	24	18	125.5	0.5561	70	26%
CAMARGO II MVAR										
L.T. ARROYO DEL COYOTE - RIO ESCONDIDO (2C/F)	EA4A22MA	1F	3	6	18	18	182.5	0.6931	126	14%
ARROYO DEL COYOTE MVAR										
HUATULCO POT. MVAR		1F	3	6	18	----	----	----	----	----
L.T. SANTA LUCÍA - MACUSPANA II	2M2	1F	4	6	24	18	200	0.5561	111	16%
SANTA LUCÍA MVAR										

Tabla 7. Tipos de torre, potencia reactiva generada y porcentaje de compensación definido para las líneas de transmisión de 230 kV donde se instalarán reactores de potencia en derivación.

De acuerdo a los resultados mostrados en la Tabla 7, observamos que las líneas de 230 kV son compensadas en un intervalo que va del 13 al 25%, para líneas de transmisión con longitudes que van desde 70 km hasta 157 km. Este intervalo en que se compensan las líneas de transmisión de 230 kV es mucho menor al intervalo de compensación empleado en la práctica general que va del 40 al 80%.

3.6 ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DEL VOLTAJE CONTRA LA POTENCIA TRANSMITIDA EN DISTINTAS CONDICIONES DE CARGA

Durante la operación del sistema, es de primordial importancia mantener el valor de la tensión dentro de límites adecuados. La variación máxima permitida del voltaje es de $\pm 5\%$ de su valor nominal^[4].

A continuación analizaremos el comportamiento del voltaje contra la potencia transmitida en condiciones de estado estable, considerando distintas condiciones de carga, para líneas de transmisión de varias longitudes.

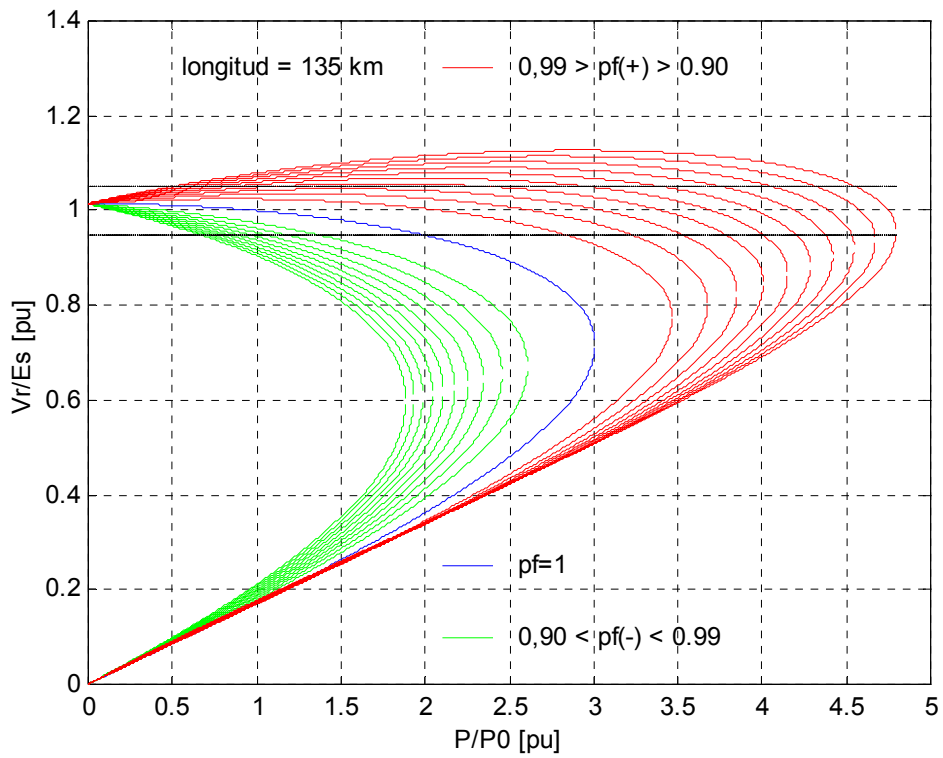


Figura 2. Comportamiento del voltaje contra la potencia transmitida para una línea de transmisión de 135 km.

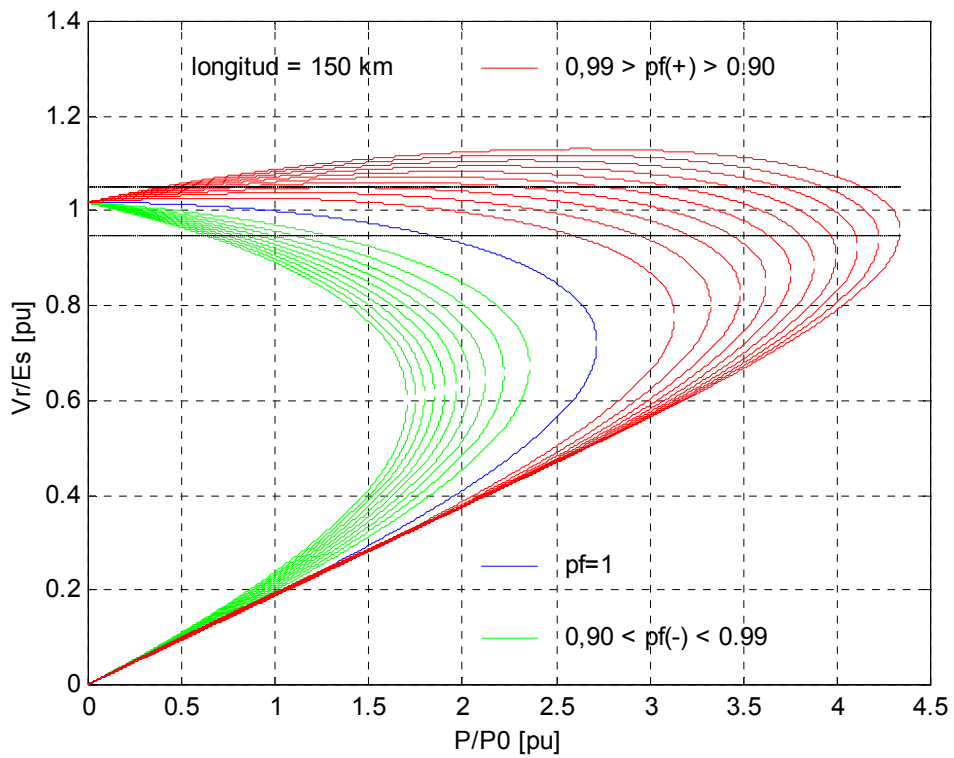


Figura 3. Comportamiento del voltaje contra la potencia transmitida para una línea de transmisión de 150 km.

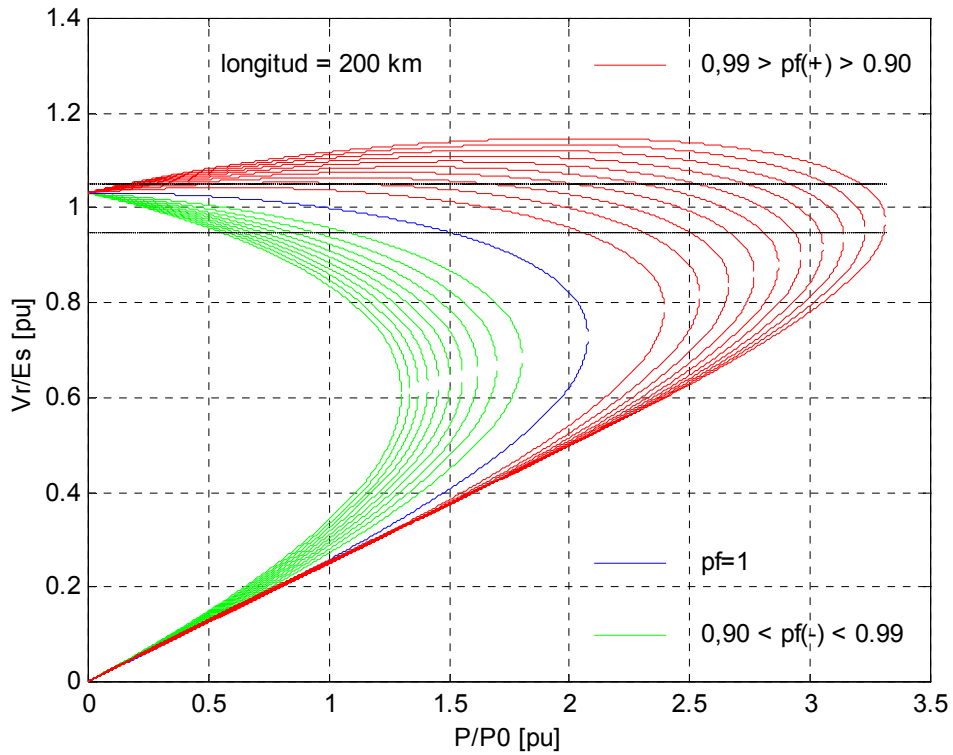


Figura 4. Comportamiento del voltaje contra la potencia transmitida para una línea de transmisión de 200 km.

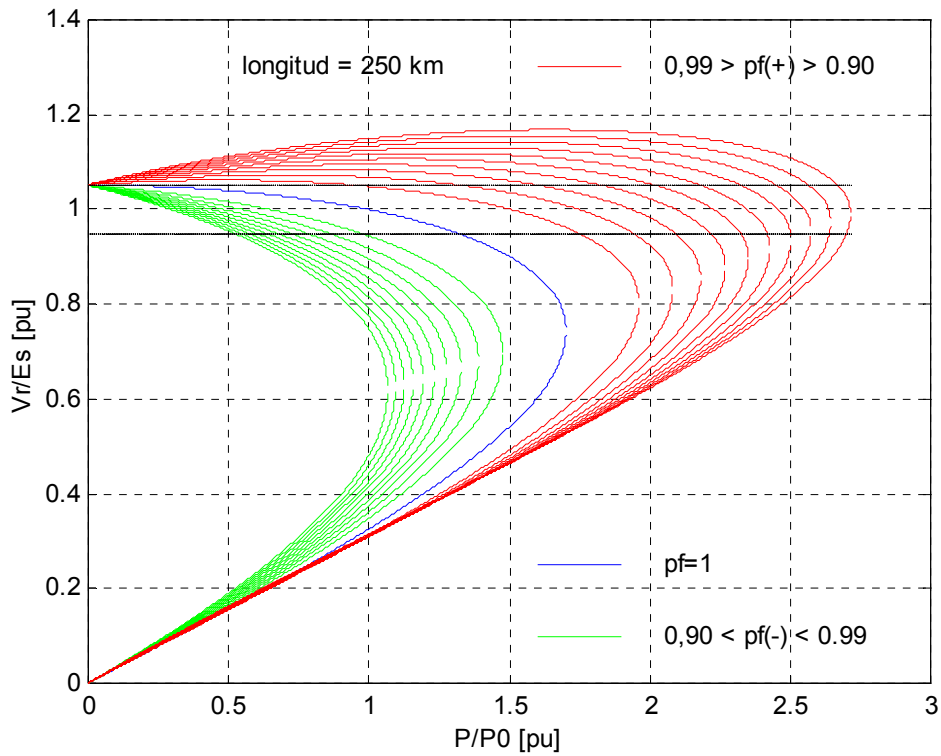


Figura 5. Comportamiento del voltaje contra la potencia transmitida para una línea de transmisión de 250 km.

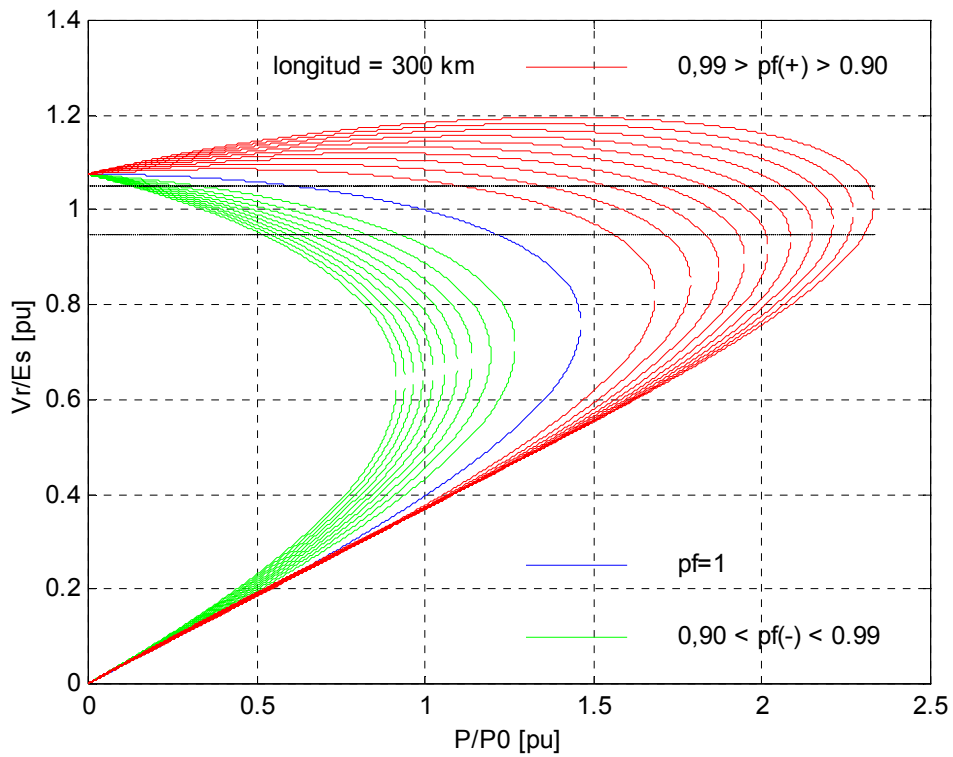


Figura 6. Comportamiento del voltaje contra la potencia transmitida para una línea de transmisión de 300 km.

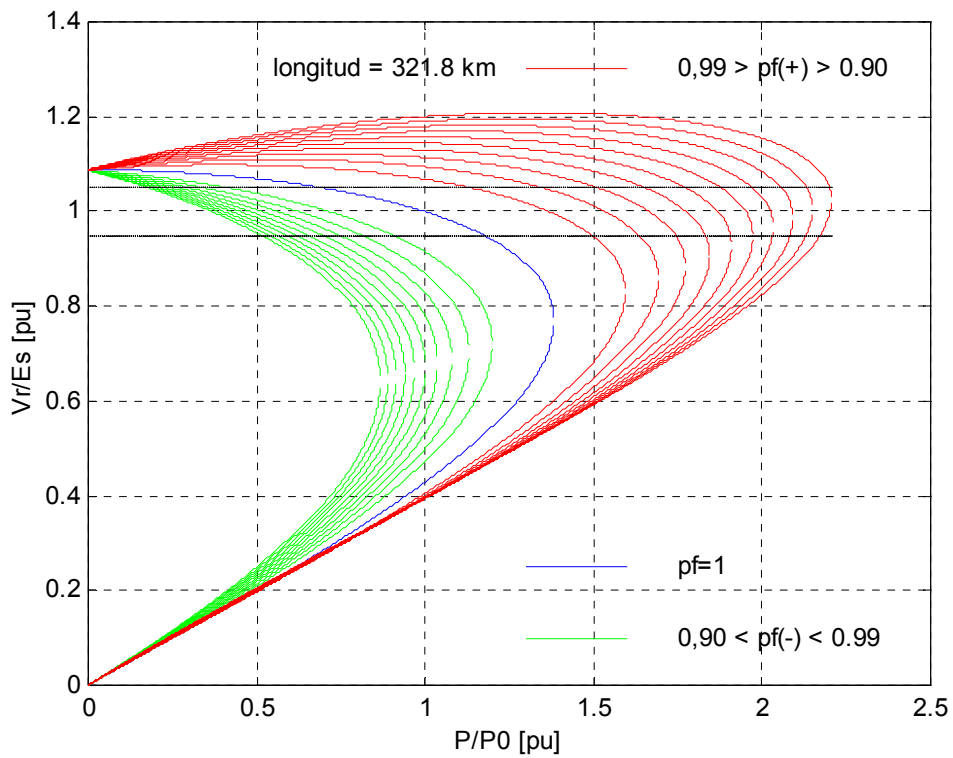


Figura 7. Comportamiento del voltaje contra la potencia transmitida para una línea de transmisión de 321,8 km.

Capítulo 3. Estandarización de Capacidades de Reactores de Potencia

Con base en el análisis de las gráficas anteriores podemos concluir lo siguiente:

- Para cada valor de factor de potencia, hay un valor máximo de potencia que puede ser transmitida por la línea de transmisión.
- El factor de potencia tiene una fuerte influencia sobre el voltaje en el extremo receptor.
- Cargas con factor de potencia atrasado, factor de potencia unitario, o con factor de potencia muy adelantado, tienden a hacer que el voltaje en el extremo receptor disminuya mientras la potencia se incrementa.
- Cargas con factor de potencia adelantados (con excepción de aquellos muy cercanos a la unidad), tienden a incrementar el voltaje en el extremo receptor mientras la potencia se ve incrementada.
- Para líneas de transmisión con longitud aproximada de 250 km y mayores, se rebasan los límites de tensión permitidos de $\pm 5\%$, con la simple energización de la línea de transmisión, hecho que se agrava cuando la carga opera con factor de potencia adelantado.

Otro análisis que se considera necesario realizar se refiere al comportamiento del voltaje en la línea de transmisión cuando ésta opera en circuito abierto, esto es, operando en vacío.

A continuación se presenta una gráfica que muestra el comportamiento del voltaje para una línea de transmisión de 300 km operando en vacío, en función de la longitud de la línea.

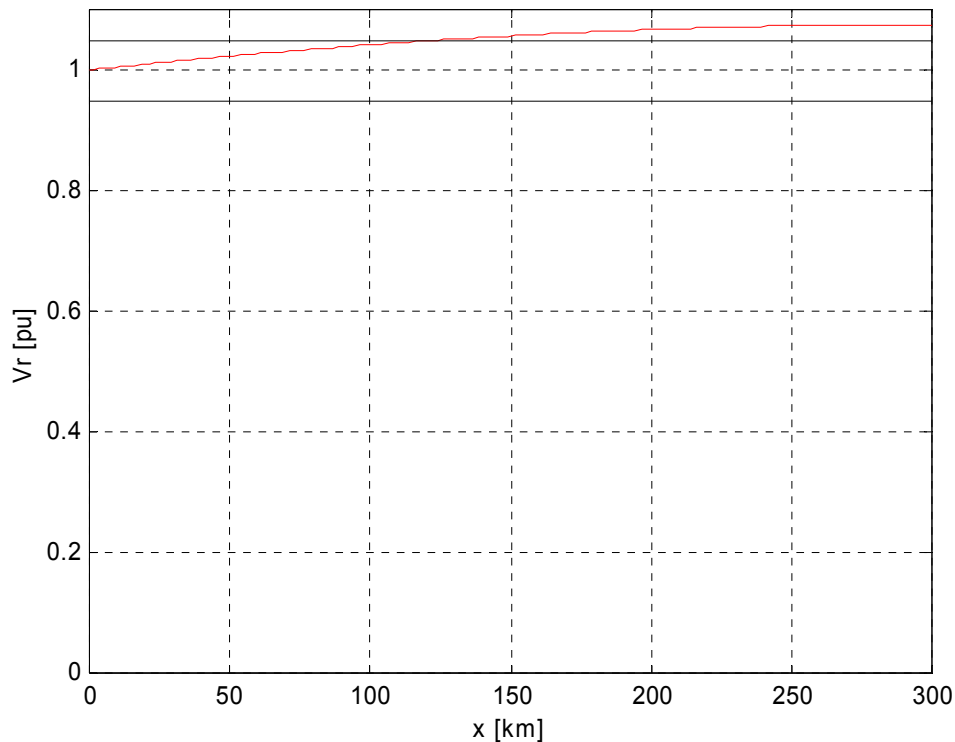


Figura 8. Perfil del voltaje en el extremo receptor de una línea de 300 km operando en circuito abierto.

De la Figura 8, se puede apreciar que para una línea de 300 km operando en circuito abierto, el valor de tensión permisible máximo se rebasa a partir de aproximadamente el km 125 de esta línea de transmisión.

Con base en la expresión que define el comportamiento del perfil del voltaje en términos de la longitud de la línea y considerando que el valor máximo permisible de la sobretensión en la línea de transmisión es del 5% sobre el voltaje nominal, se obtiene que la longitud máxima que puede tener una línea de transmisión antes de rebasar dicho límite es de aproximadamente 246,56 km.

En la siguiente figura se muestran una serie de curvas que representan el perfil del voltaje de líneas de transmisión operando en circuito abierto cuyas longitudes varían desde 50 hasta 246 km.

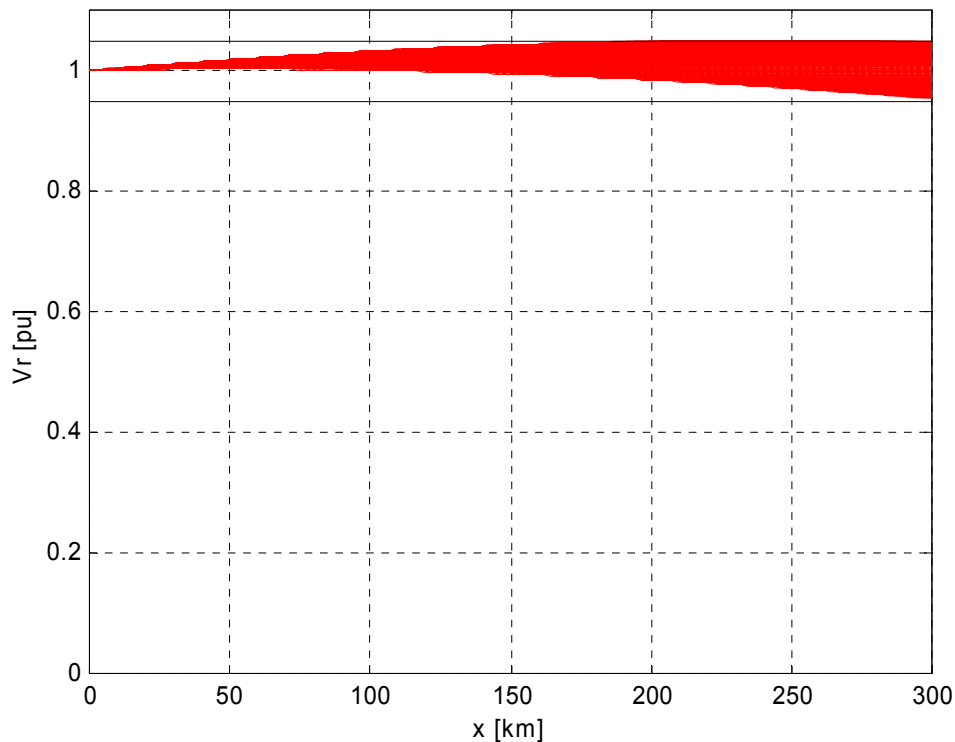


Figura 9. Perfiles del voltaje en el extremo receptor de líneas de transmisión operando en circuito abierto cuyas longitudes varían desde 50 hasta 246 km.

Con base en los perfiles de voltaje mostrados en la Figura 9 se puede notar que la longitud máxima que puede tener una línea de transmisión operando en vacío, sin que el perfil del voltaje rebase el 5% de la tensión nominal, es de aproximadamente 246 km.

Tomando como base las líneas de transmisión analizadas en los resultados presentados en las gráficas de las Figuras 3 a la 7, se incluirán reactores en derivación con distintos valores de potencia para compensar las líneas de transmisión correspondientes y poder observar el efecto que se tiene cuando se instalan reactores en derivación para compensar esas líneas de transmisión.

Los resultados que a continuación se presentan se obtuvieron considerando un valor máximo de compensación del 80%, como lo sugiere la práctica general mencionada anteriormente. En primera instancia se eligió este valor porque es el porcentaje máximo de compensación empleado en la práctica mundial. Más adelante se estudiará con mayor detalle el porcentaje de compensación requerido para cada línea de transmisión en particular, en función de su longitud.

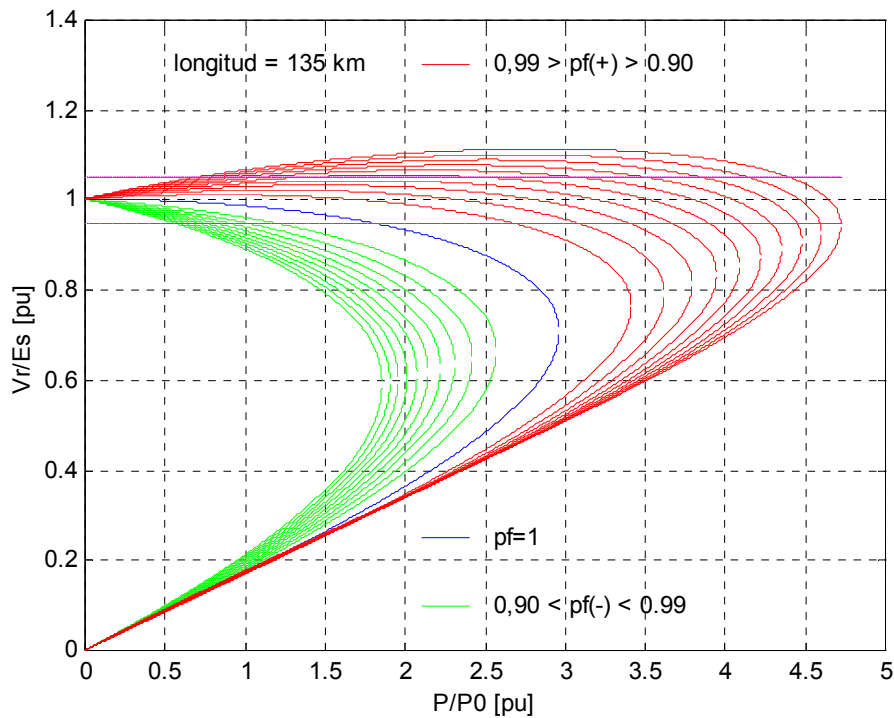


Figura 10. Comportamiento del voltaje contra la potencia transmitida para una línea de transmisión de 135 km, incluyendo el efecto de compensar con reactores en derivación (% compensación = 80%).

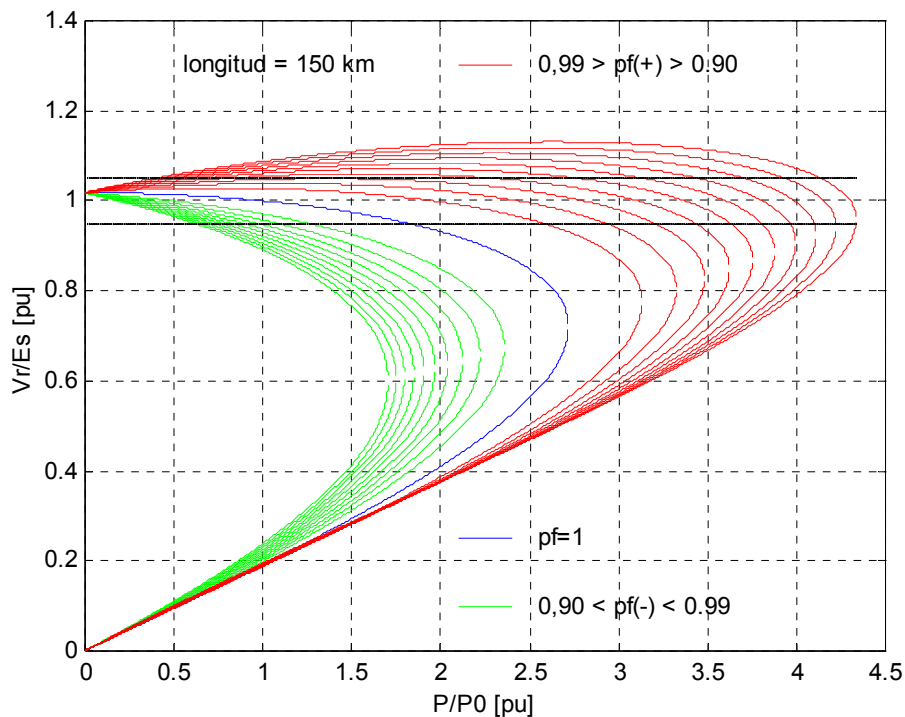


Figura 11. Comportamiento del voltaje contra la potencia transmitida para una línea de transmisión de 150 km, incluyendo el efecto de compensar con reactores en derivación (% compensación = 80%).

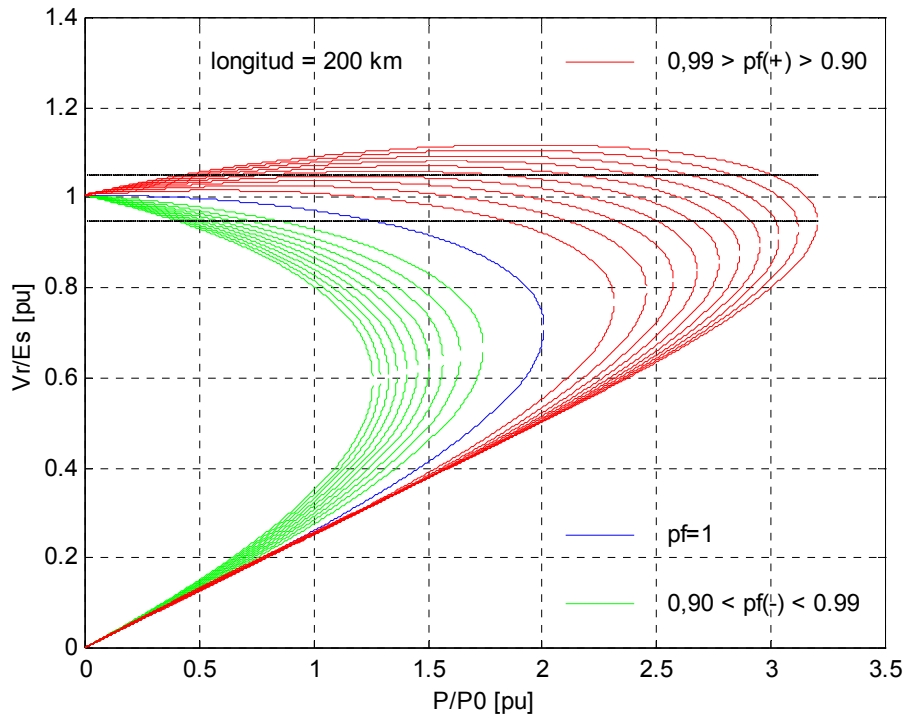


Figura 12. Comportamiento del voltaje contra la potencia transmitida para una línea de transmisión de 200 km, incluyendo el efecto de compensar con reactores en derivación (% compensación = 80%).

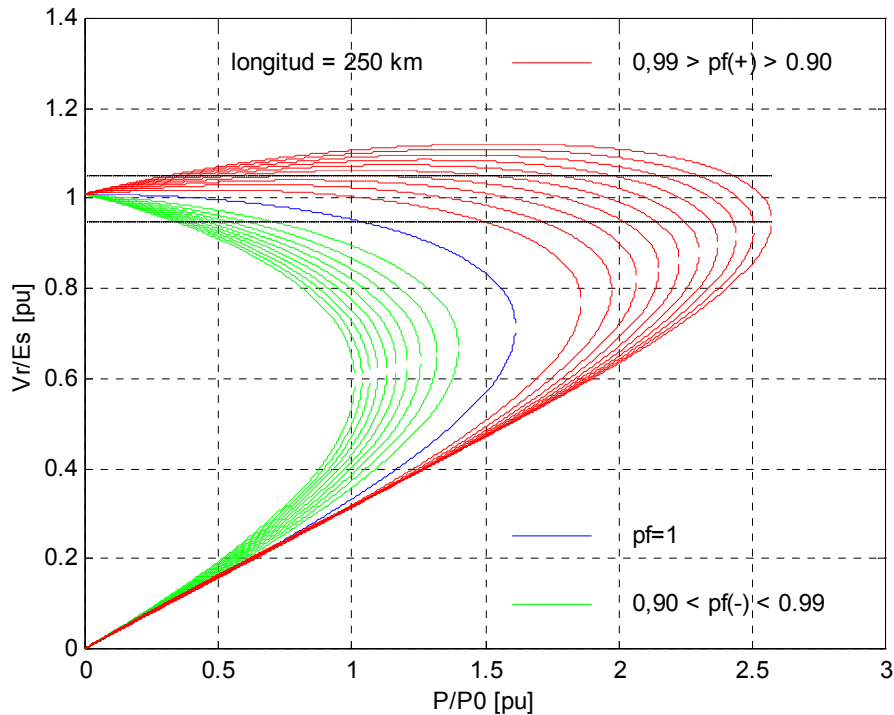


Figura 13. Comportamiento del voltaje contra la potencia transmitida para una línea de transmisión de 250 km, incluyendo el efecto de compensar con reactores en derivación (% compensación = 80%).

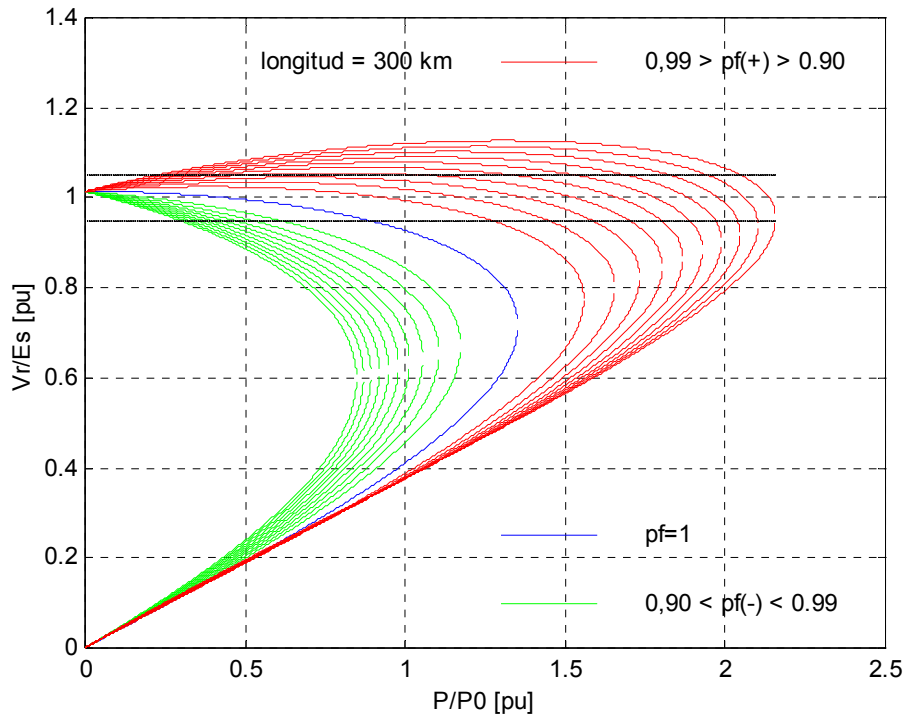


Figura 14. Comportamiento del voltaje contra la potencia transmitida para una línea de transmisión de 300 km, incluyendo el efecto de compensar con reactores en derivación (% compensación = 80%).

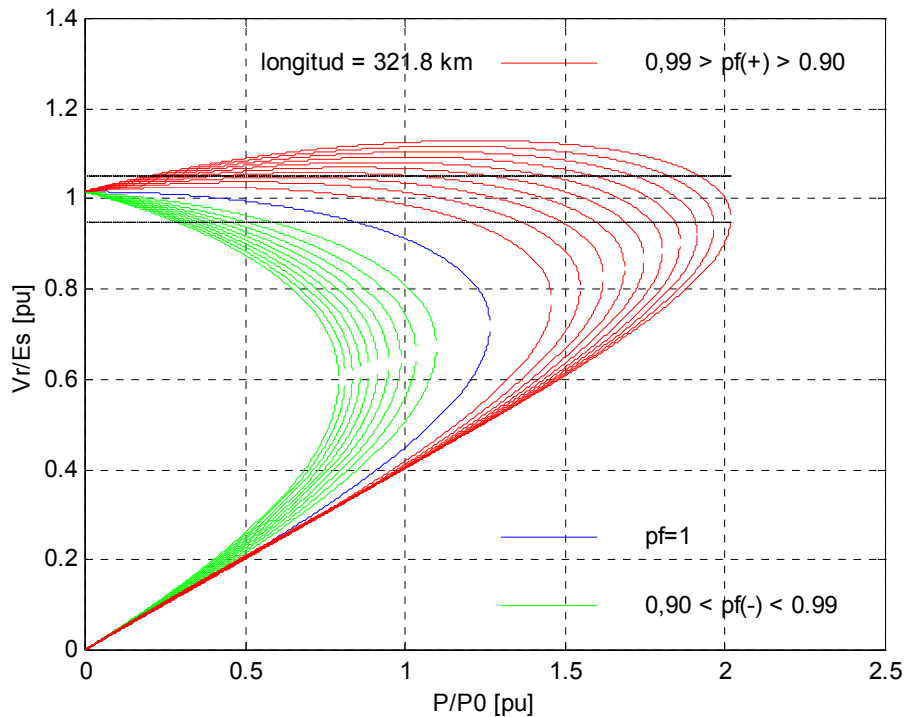


Figura 15. Comportamiento del voltaje contra la potencia transmitida para una línea de transmisión de 321,8 km, incluyendo el efecto de compensar con reactores en derivación (% compensación = 80%).

Capítulo 3. Estandarización de Capacidades de Reactores de Potencia

Comparando la gráfica de la Figura 2 (línea de transmisión de 135 km sin compensar) contra la gráfica de la Figura 10 (línea de transmisión de 135 km compensada al 80%), observamos que existe muy poca diferencia respecto al comportamiento del voltaje contra la potencia transmitida, es decir, el conectar reactores de potencia en derivación en el extremo receptor de esta línea de transmisión no representa un efecto significativo en el perfil del voltaje.

De la misma manera, analizando la gráfica de la Figura 3 (línea de transmisión de 150 km, sin compensar) contra la gráfica de la Figura 11 (línea de transmisión de 150 km compensada al 80%), se puede observar que también existe muy poca diferencia en el comportamiento del voltaje contra la potencia transmitida, lo cual implica que los reactores de potencia en derivación no tienen un efecto significativo en reducir las sobretensiones de líneas de transmisión de esta longitud operando en vacío o con baja carga.

Comparando la gráfica de la Figura 4 (línea de transmisión de 200 km, sin compensar) contra la gráfica de la Figura 12 (líneas de transmisión de 200 km compensada al 80%), se puede observar como al conectar reactores en derivación en el extremo receptor de la línea de transmisión empieza a tener un efecto en el perfil del voltaje, sobre todo en la zona que corresponde a operar la línea de transmisión con baja carga o en vacío. Sin compensar, esta línea de transmisión de 250 km presenta valores de tensión para baja carga y en vacío de aproximadamente 1,03 pu, valor que todavía se encuentra dentro del rango del 5% de sobretensión máxima permisible.

Al analizar la gráfica de la Figura 5 (línea de transmisión de 250 km, sin compensar) contra la gráfica de la Figura 13 (línea de transmisión de 250 km compensada al 80%), observamos un efecto mayor de los reactores en el perfil del voltaje, siendo este efecto más notorio conforme la potencia transmitida es menor. En este caso en particular, podemos advertir que al conectar reactores de potencia en derivación disminuyen las sobretensiones que se tienen al operar con baja carga o en vacío hasta niveles aceptables que ya se encuentran dentro del intervalo del 5% de sobretensión máxima permitida. Sin compensar, esta línea de transmisión de 250 km presenta valores de tensión para baja carga y en vacío que son ligeramente superiores al 5% de sobretensión máxima permisible, justificándose en este caso compensar la línea de transmisión con reactores de potencia en derivación, aunque para obtener un valor adecuado de sobretensión para las condiciones de operación consideradas, quizá baste con compensar la línea de transmisión en un porcentaje bastante menor al 80%, esto es, quizá no se requiera tener un alto grado de compensación.

Ahora comparemos la gráfica de la Figura 6 (línea de transmisión de 300 km, sin compensar) contra la gráfica de la Figura 14 (línea de transmisión de 300 km compensada al 80%). En este caso observamos que se acentúa el efecto que tienen los reactores de potencia en derivación sobre el perfil del voltaje. Sin compensar, para baja carga, u operando la línea de transmisión en vacío, se tienen voltajes de aproximadamente 1,075 pu, valor que rebasa el 5% de sobretensión máxima permisible. Al compensar la línea de transmisión al 80%, se vuelve a mantener el voltaje dentro del intervalo del 5% permisible en los sistemas de transmisión. Un efecto similar a lo comentado en este párrafo ocurre si comparamos la gráfica de la Figura 7 (línea de transmisión de 321,8 km, sin compensar) contra la gráfica de la Figura 15 (línea de transmisión de 321,8 km compensada al 80%).

Con base en lo comentado en los párrafos anteriores, deducimos que líneas de transmisión con longitud menor de 200 km no requieren ser compensadas con reactores de potencia en derivación, por lo menos, en lo que respecta a limitar las sobretensiones por operación con baja carga o en vacío.

No obstante lo anterior, en la siguiente parte del presente estudio se enfocará a determinar el grado de compensación adecuado para líneas de transmisión cuya longitud se encuentre entre 135 y 321,8 km, con base en las siguientes consideraciones:

1. Se considerará un valor máximo de sobretensión del 1% para operación en vacío de la línea de transmisión.
2. Se buscará el valor adecuado de compensación empleando reactores de potencia en derivación para limitar las sobretensiones de la línea de transmisión al valor máximo definido en el punto inmediato anterior.

Capítulo 3. Estandarización de Capacidades de Reactores de Potencia

A continuación se presentan las gráficas correspondientes para las líneas de transmisión en estudio de acuerdo a las consideraciones definidas en el párrafo anterior.

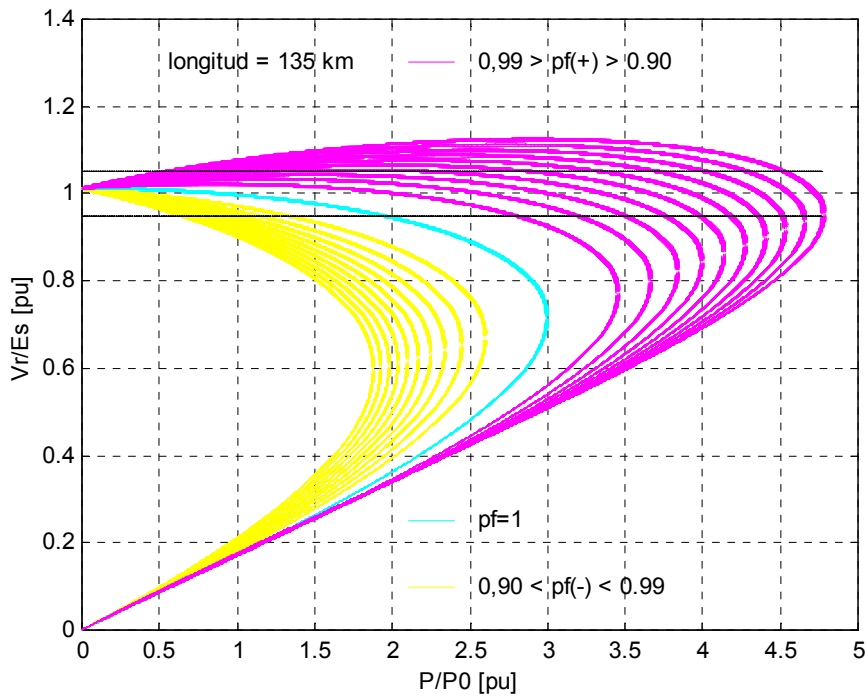


Figura 16. Comportamiento del voltaje contra la potencia transmitida para una línea de transmisión de 135 km, incluyendo el efecto de compensar con reactores en derivación (% compensación necesaria para que el voltaje en el extremo receptor sea de 1,01% = 32%).

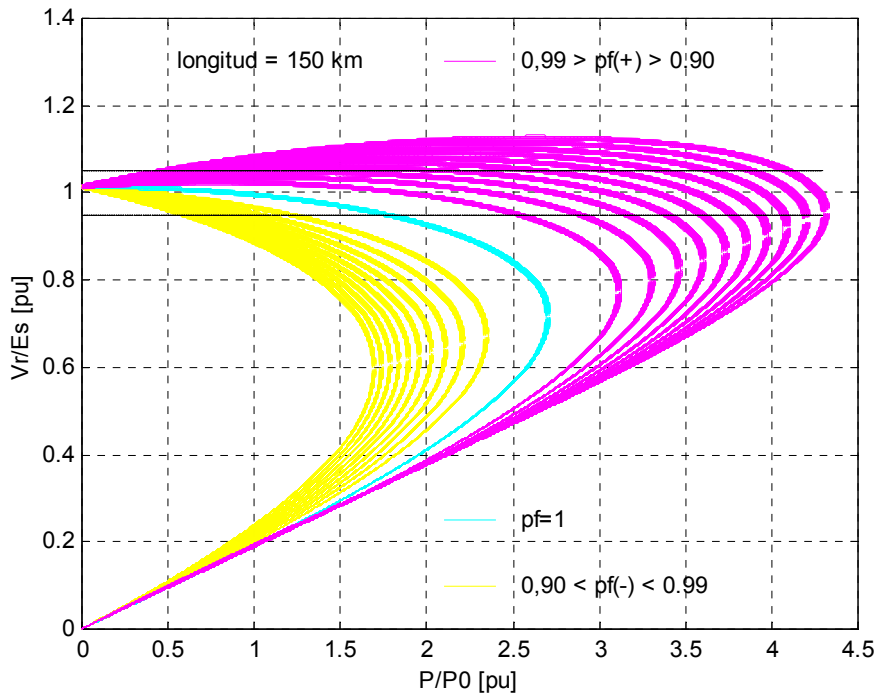


Figura 17. Comportamiento del voltaje contra la potencia transmitida para una línea de transmisión de 150 km, incluyendo el efecto de compensar con reactores en derivación (% compensación necesaria para que el voltaje en el extremo receptor sea de 1,01% = 45%).

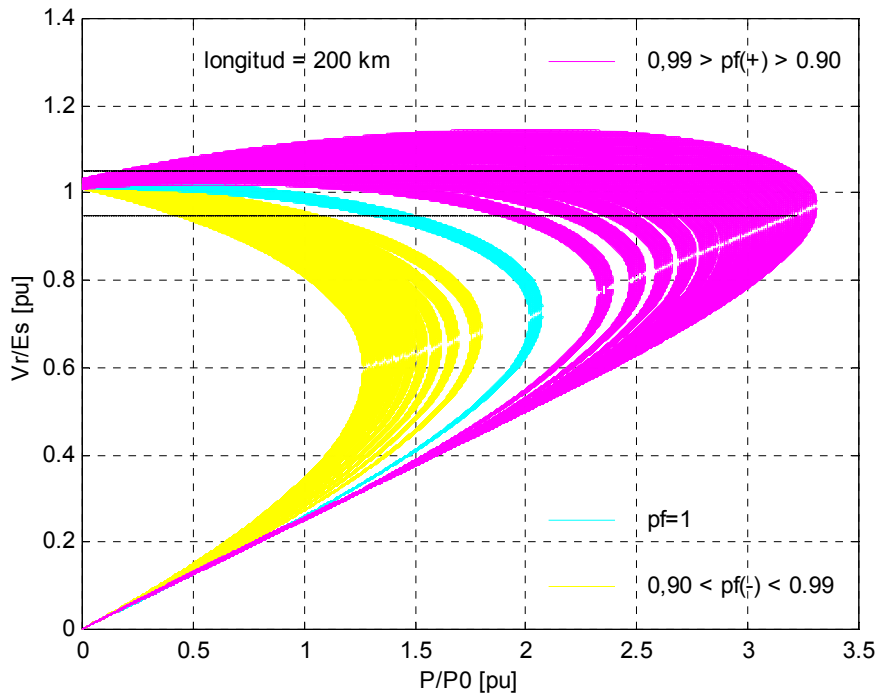


Figura 18. Comportamiento del voltaje contra la potencia transmitida para una línea de transmisión de 200 km, incluyendo el efecto de compensar con reactores en derivación (% compensación necesaria para que el voltaje en el extremo receptor sea de 1,01 % = 69%).

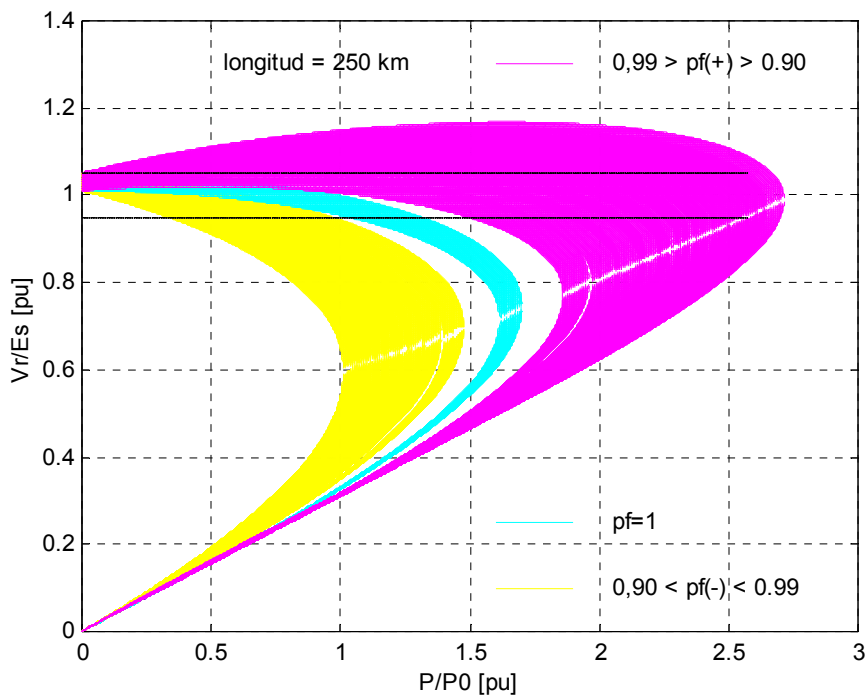


Figura 19. Comportamiento del voltaje contra la potencia transmitida para una línea de transmisión de 250 km, incluyendo el efecto de compensar con reactores en derivación (% compensación necesaria para que el voltaje en el extremo receptor sea de 1,01% = 80%).

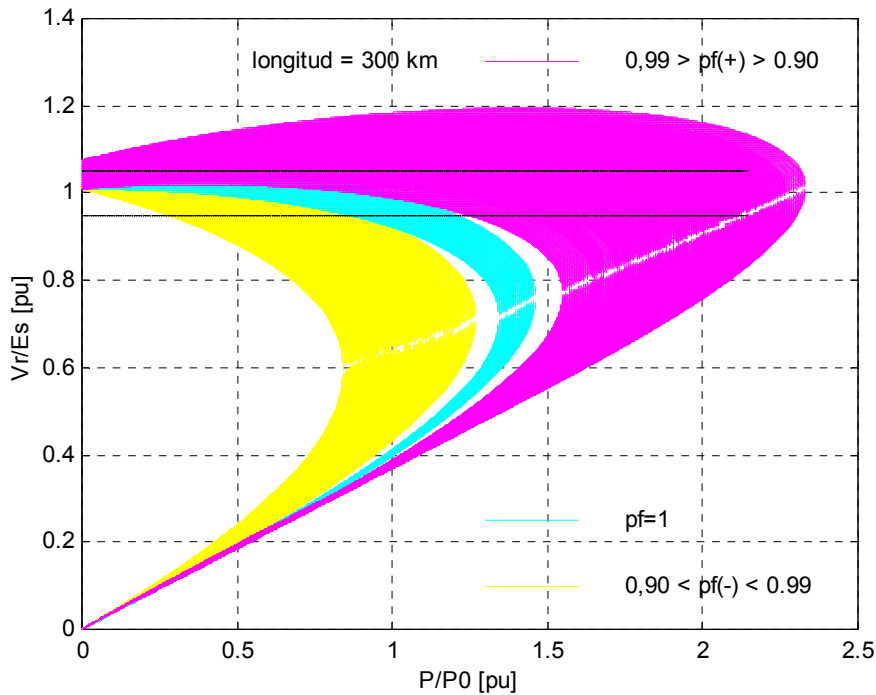


Figura 20. Comportamiento del voltaje contra la potencia transmitida para una línea de transmisión de 300 km, incluyendo el efecto de compensar con reactores en derivación (% compensación necesaria para que el voltaje en el extremo receptor sea de 1,01% = 87%).

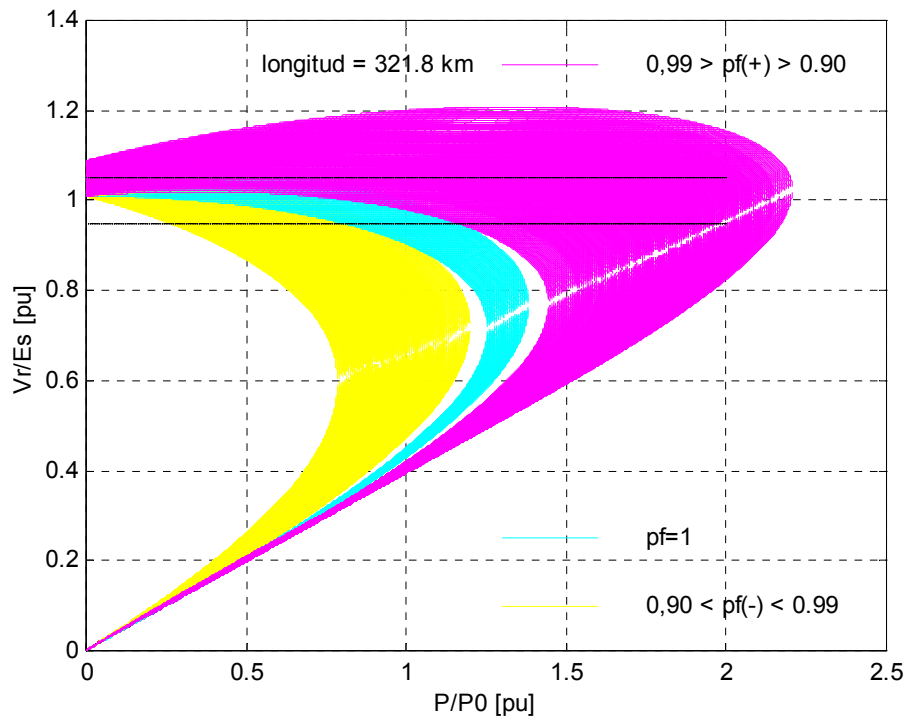


Figura 21. Comportamiento del voltaje contra la potencia transmitida para una línea de transmisión de 321,8 km, incluyendo el efecto de compensar con reactores en derivación (% compensación necesaria para que el voltaje en el extremo receptor sea de 1,01% = 88%).

Con base en los resultados de las gráficas anteriores, se advierte que sería interesante obtener una gráfica, para cada una de las longitudes de las líneas de transmisión analizadas, donde se muestre el comportamiento del voltaje contra el porcentaje de compensación inductiva empleando reactores de potencia en derivación. En las Figuras de la 22 a la 27 se muestran las gráficas correspondientes.

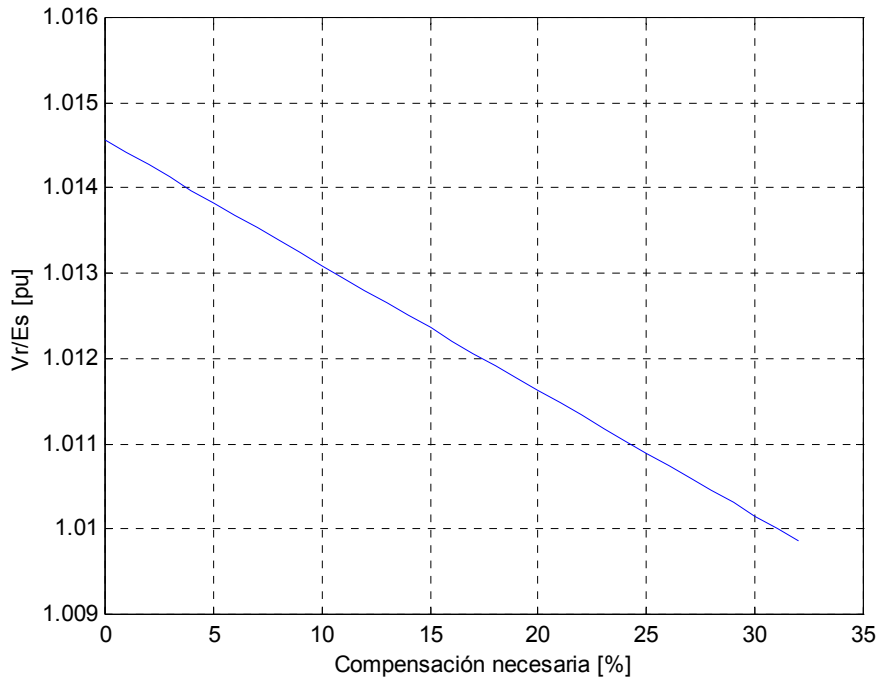


Figura 22. Comportamiento de V_s/E_r contra % de compensación inductiva para una línea de transmisión de 135 km.

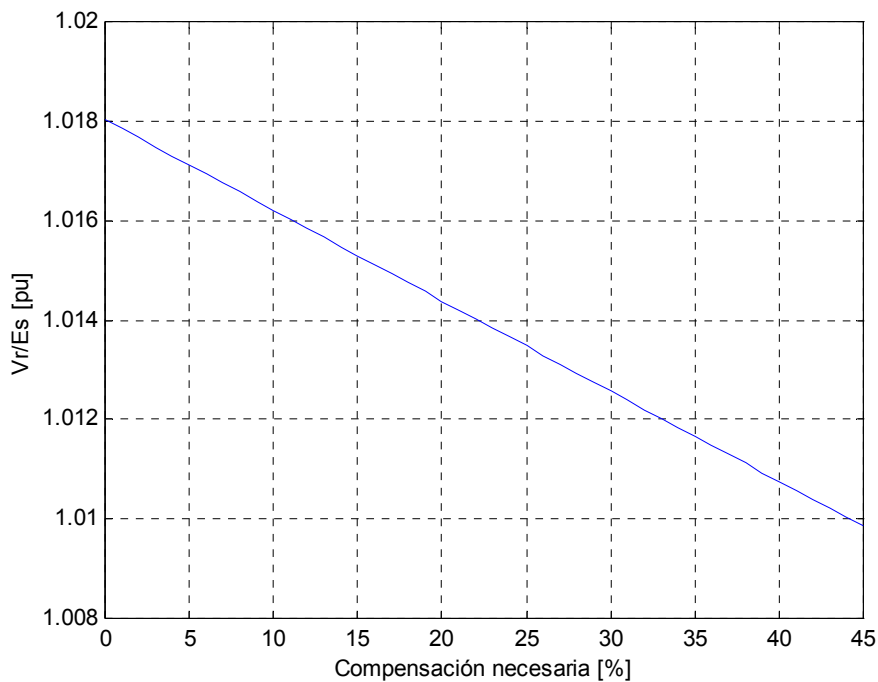


Figura 23. Comportamiento de V_s/E_r contra % de compensación inductiva para una línea de transmisión de 150 km.

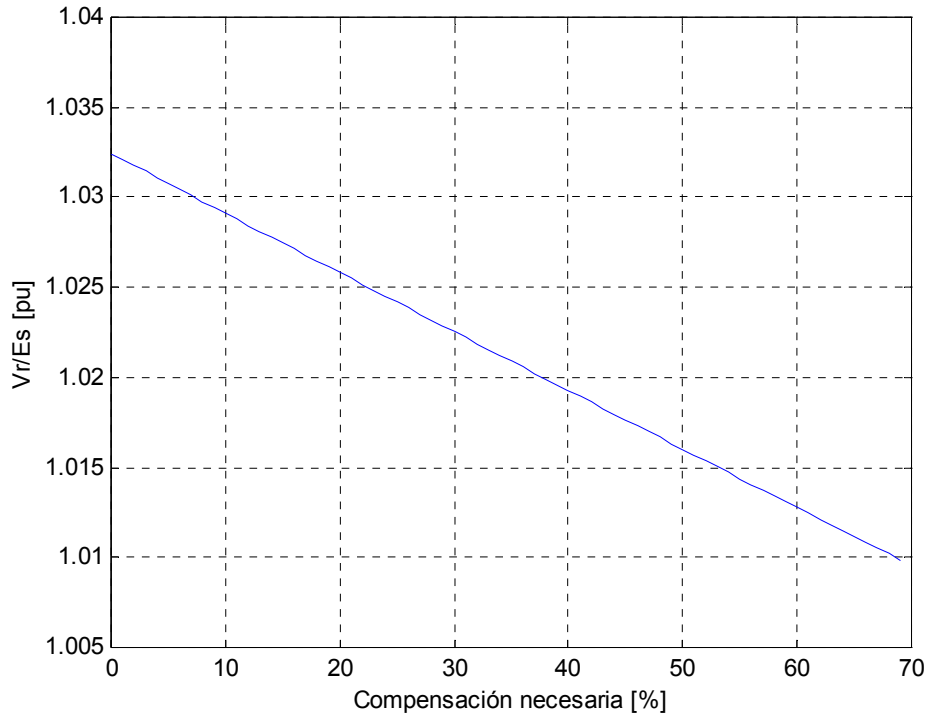


Figura 24. Comportamiento de Vs/Er contra % de compensación inductiva para una línea de transmisión de 200 km.

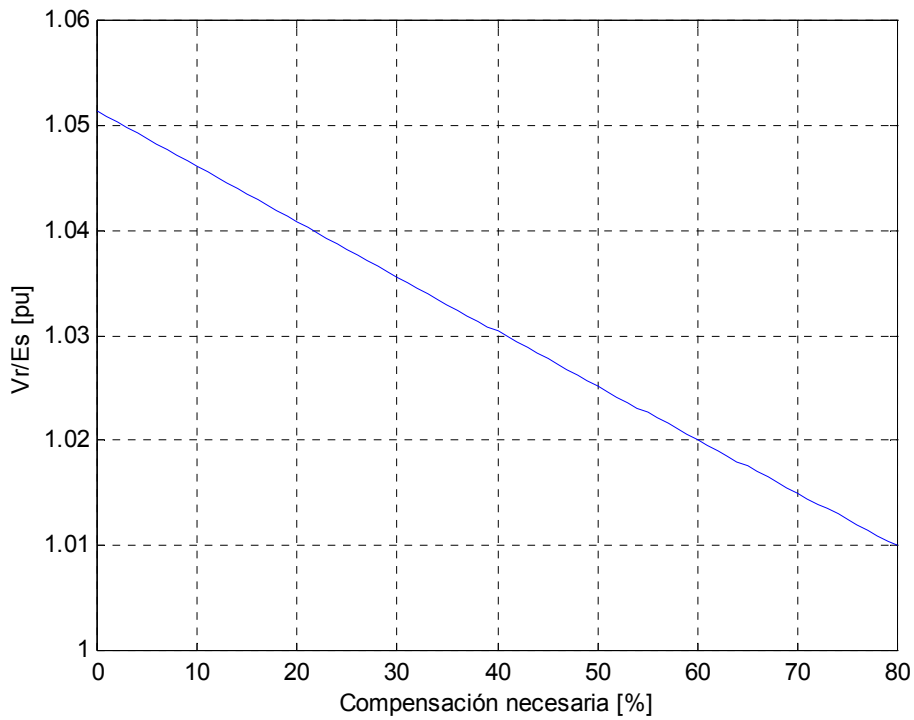


Figura 25. Comportamiento de Vs/Er contra % de compensación inductiva para una línea de transmisión de 250 km.

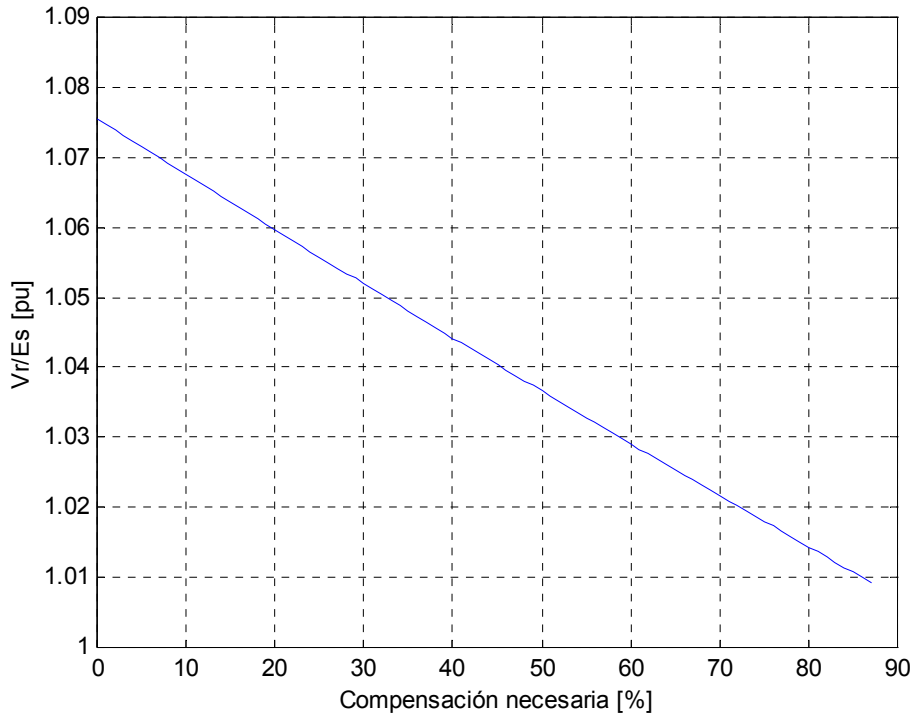


Figura 26. Comportamiento de Vs/Er contra % de compensación inductiva para una línea de transmisión de 300 km.

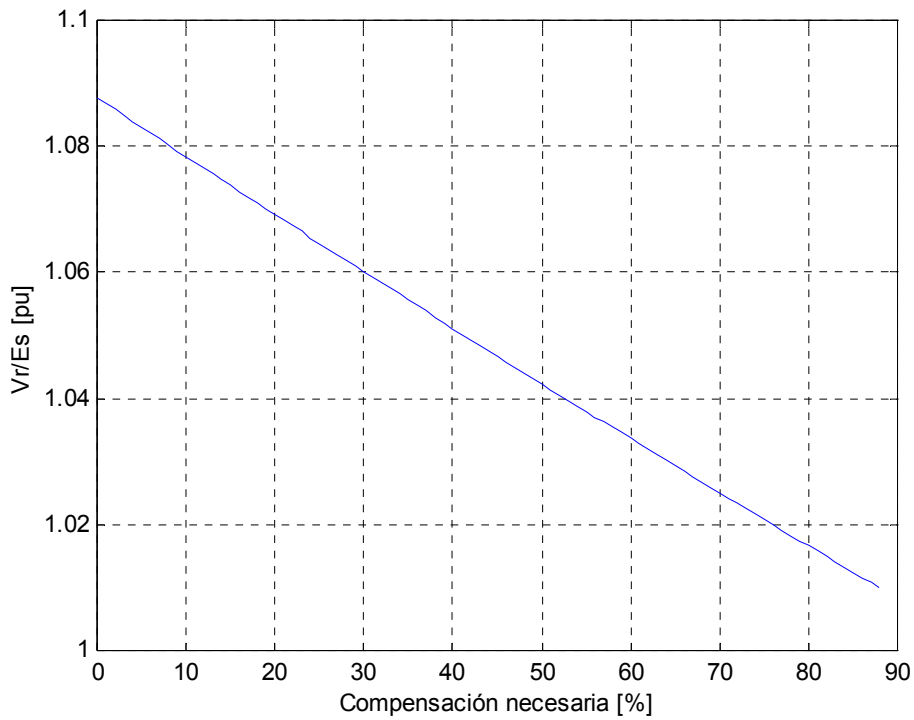


Figura 27. Comportamiento de Vs/Er contra % de compensación inductiva para una línea de transmisión de 321 km.

Capítulo 3. Estandarización de Capacidades de Reactores de Potencia

Con base en las gráficas obtenidas anteriormente, podemos afirmar que el intervalo en que deben compensarse líneas de transmisión cuya longitud varíe entre 135 y 321,8 km, para que el voltaje en el extremo receptor sea del 1% cuando la línea de transmisión se encuentre operando en vacío o baja carga, va desde el 32% hasta el 88% aproximadamente.

Con base en estas consideraciones, relativas a mantener un nivel máximo de sobretensión en el extremo receptor cuando la línea de transmisión se encuentra operando en vacío o baja carga, a continuación se presenta una tabla que resume los resultados obtenidos considerando porcentajes de sobretensión en el extremo receptor que van desde el límite máximo permitido del 5% hasta el límite establecido en el análisis anterior del 1%, mostrando para cada caso, el valor de compensación necesario para obtener la sobretensión máxima definida.

Vr/Es max [%]	Longitud LT km]	Vr/Es [pu]	Compensación necesaria [%]	Compensación necesaria [MVA _r]
1.05	135.0	1.0146	0%	0.00
	150.0	1.0180	0%	0.00
	200.0	1.0324	0%	0.00
	250.0	1.0499	3%	5.89
	300.0	1.0496	33%	77.70
	321.8	1.0494	42%	106.08
1.04	135.0	1.0146	0%	0.00
	150.0	1.0180	0%	0.00
	200.0	1.0324	0%	0.00
	250.0	1.0398	22%	43.17
	300.0	1.0396	46%	108.31
	321.8	1.0397	53%	133.86
1.03	135.0	1.0146	0%	0.00
	150.0	1.0180	0%	0.00
	200.0	1.0298	8%	12.56
	250.0	1.0298	41%	80.45
	300.0	1.0299	59%	138.92
	321.8	1.0293	65%	164.17
1.02	135.0	1.0146	0%	0.00
	150.0	1.0180	0%	0.00
	200.0	1.0199	38%	59.65
	250.0	1.0196	61%	119.69
	300.0	1.0195	73%	171.89
	321.8	1.0199	76%	191.96
1.01	135.0	1.0099	32%	33.91
	150.0	1.0099	45%	52.98
	200.0	1.0099	69%	108.31
	250.0	1.0100	80%	156.98
	300.0	1.0093	87%	204.85
	321.8	1.0099	88%	222.27

Tabla 8. Porcentajes de sobretensión en el extremo receptor de líneas de transmisión y su correspondiente grado de compensación empleando reactores de potencia en derivación.

Observando los resultados mostrados en la Tabla 8 advertimos que si el valor máximo permisible de sobretensión en el extremo receptor para una línea de transmisión operando en vacío o baja carga es hasta del 4%, solo las líneas de transmisión cuya longitud sea superior a los 250 km requieren ser compensadas, siendo el valor máximo de compensación requerido de aproximadamente el 53%, cantidad que no representa un valor demasiado grande para efectos de compensación.

Si los requerimientos de sobretensión en las condiciones establecidas son del 3%, entonces las líneas transmisión de transmisión de 200 km también requieren ser compensadas, aunque con un valor muy bajo de compensación.

Si el límite de sobretensión máximo permisible en el extremo receptor es del 2%, las líneas de transmisión que requieren ser compensadas son las de longitud mayor de 200 km, con un rango de compensación que va desde el 38%, para estas últimas, hasta el 76%, para las líneas de transmisión de 321,8 km de longitud.

Por último y tomando como base las observaciones establecidas después del análisis de las últimas gráficas obtenidas, si se fija que el límite máximo de sobretensión sea del 1% en el extremo receptor, prácticamente todas las líneas de transmisión cuya longitud sea mayor de 135 km requieren ser compensadas, con un rango de compensación que va desde el 32% (valor apreciable para efectos de compensación) para estas últimas, hasta un 88% (valor grande en cuanto a compensación se refiere) para las líneas de transmisión de 321,8 km de longitud.

A continuación se presenta una gráfica que muestra el comportamiento del porcentaje de compensación contra la longitud de las líneas de transmisión, considerando un límite máximo de sobretensión del 1% en el extremo receptor.

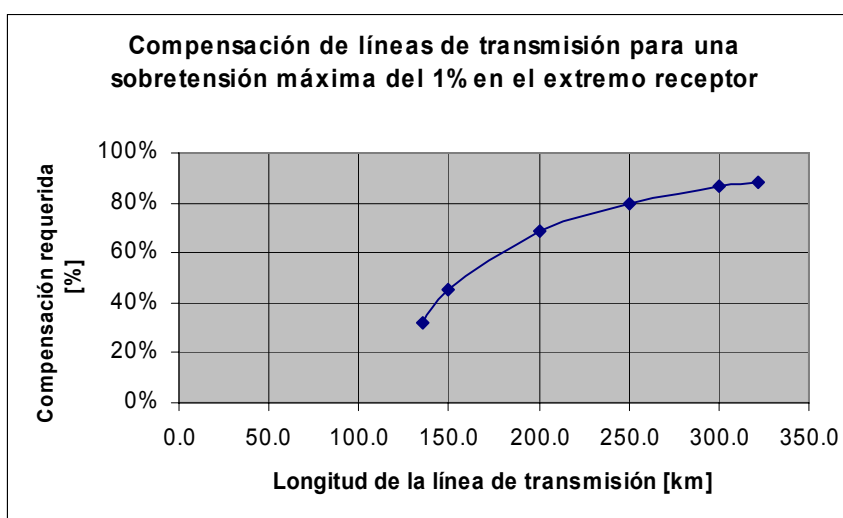


Figura 28. Compensación requerida en líneas de transmisión operando con baja carga o en vacío para tener una sobretensión máxima en el extremo receptor del 1%.

Resulta claro que para lograr una sobretensión de 0% en el extremo receptor se requeriría compensar al 100% la línea de transmisión, hecho que, además de impráctico, es imposible de realizar.

3.7 RESUMEN DE RESULTADOS

Con base en todo lo antes expuesto, si asumimos que el nivel máximo de sobretensión en el extremo receptor no rebase el 1%, el intervalo de compensación requerido va del 40 al 80% aproximadamente para líneas cuya longitud varía desde 150 a 250 km. Este intervalo de compensación está conforme a la práctica mundial. El intervalo de longitud de líneas de transmisión de 150 a 250 km corresponde al intervalo predominante de longitud de las líneas de transmisión que son compensadas empleando reactores de potencia en derivación en CFE. De los datos mostrados en la Tabla 6 podemos obtener que la longitud promedio de las líneas de transmisión que son compensadas por CFE empleando reactores de potencia en derivación es de aproximadamente 200 km.

De acuerdo a lo anterior y considerando que al compensar una línea de transmisión empleando reactores de potencia en derivación el efecto es minimizar las sobretensiones en el extremo receptor, operando en vacío o baja carga, se propone compensar las líneas de transmisión de 400 kV a un valor del 60%. Este valor de

Capítulo 3. Estandarización de Capacidades de Reactores de Potencia

compensación se aplicará a líneas de transmisión de 150, 200 y 250 km, considerando para ello los valores de potencia reactiva generada por las líneas de transmisión de 400 kV.

Con base en la información mostrada en la Tabla 5, consideraremos que los valores de potencia reactiva generada por líneas de transmisión de 400 kV son: 0,6931 MVar/km y 0,7849 MVar/km. El primer valor es aplicable a circuitos con dos conductores por fase ACSR 113 kCM, en tanto que el segundo es para circuitos con tres conductores por fase ACSR 113 kCM. Estos valores fueron elegidos considerando que actualmente la mayoría de las nuevas líneas de transmisión de 400 kV se construyen empleando la silueta de la torre EA4A22MA (torre de dos circuitos), que es la más representativa para las líneas de transmisión de este nivel de tensión. Adicionalmente, los valores propuestos son prácticamente del mismo valor respecto a los valores de potencia reactiva generados por una línea de transmisión de 400 kV conformada por torres del tipo 4CS1 (torre de un solo circuito), con lo cual se cubren la mayoría de los tipos de torres de 400 kV empleadas por CFE.

A continuación se presenta la Tabla 9 con las capacidades de reactores de potencia requeridas para compensar al 60% líneas de transmisión de 150, 200 y 250 km, así como las capacidades propuestas para los bancos de reactores.

Longitud de la línea de transmisión [km]	Potencia reactiva generada por la línea de transmisión [MVar]		Compensación propuesta [%]	Capacidad requerida de reactores de potencia [MVar]		Capacidad propuesta de reactores [MVar]	Compensación efectiva [%]	
	2 cond/fase	3 cond/fase					2 cond/fase	3 cond/fase
150	103.97	117.73	60%	62.38	70.64	75	72%	64%
200	138.62	156.98	60%	83.17	94.19	100	72%	64%
250	173.28	196.22	60%	103.97	117.73	125	72%	64%

Tabla 9. Capacidades propuestas de reactores de potencia.

De acuerdo a los valores mostrados en la Tabla 9, se proponen tres capacidades de reactores de potencia en derivación para compensar líneas de transmisión de 400 kV: 75 MVar, 100 MVar y 125 MVar. En los tres casos, las capacidades de potencia propuestas son ligeramente por encima de las capacidades requeridas, hecho que en condiciones normales de operación no afectará a la operación satisfactoria del circuito.

Con base en los resultados obtenidos anteriormente y considerando que actualmente CFE emplea bancos de reactores conformados por unidades monofásicas para compensar líneas de transmisión, se propone que las capacidades de las unidades monofásicas de estos bancos de reactores sean como sigue:

- Unidades monofásicas de 25 MVar (para conformar un banco trifásico de 75 MVar);
- Unidades monofásicas de 33,33 MVar (para conformar un banco trifásico de 100 MVar);
- Unidades monofásicas de 41,66 MVar (para conformar un banco trifásico de 125 MVar).

Se sugiere investigar con los fabricantes de reactores de potencia la factibilidad técnica para poder fabricar equipos que tengan la posibilidad de manejar las tres capacidades de potencia propuestas, es decir, reactores de potencia de capacidad variable, explorando la factibilidad técnica y económica de construir unidades monofásicas que cuenten con dos derivaciones (una arriba y una abajo) para operar sin carga, estos es, que en la posición intermedia la unidad monofásica tenga una capacidad de 33,33 MVar, que en la posición de arriba tenga una capacidad de 41,66 MVar y que en la posición de abajo tenga una capacidad de 25 MVar. Lo anterior con el propósito de minimizar las desventajas mencionadas al inicio del presente estudio y aprovechar de mejor manera la gran inversión que se hace cuando CFE adquiere estos equipos. La decisión que se tome también deberá estar sustentada por un estudio técnico-económico de la propuesta aquí presentada.

3.8 REFERENCIAS

- [1] Diagramas Evolutivos del SEN. Subdirección de Programación. CFE.
- [2] POISE. Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico. CFE.
- [3] ATP Primer Manual & ATP Rule Book.
- [4] T. J. E. Miller. *Reactive Power Control In Electric Systems*. Wiley-Interscience. 1982.



Conclusiones

En los primeros capítulos que integran el presente documento se trataron los temas relativos a la teoría de la compensación en los sistemas eléctricos de potencia. En un principio se presentó la teoría básica relativa a la compensación de la carga y se estudiaron los conceptos asociados a la corrección del factor de potencia y la regulación del voltaje. Más adelante se analizaron los conceptos de impedancia característica y potencia, los cuales resultan básicos para el análisis de la compensación de líneas de transmisión. Asimismo se estudiaron las expresiones fundamentales –y sus gráficas– que describen el comportamiento del voltaje y la potencia transmitida, así como las ecuaciones que describen el efecto de compensar una línea de transmisión ya sea mediante inductancias o capacitancias, convenientemente dispuestas en el sistema de potencia.

En la última parte de este trabajo, se planteó el problema de estandarizar las capacidades de los reactores de potencia empleados por la Comisión Federal de Electricidad (CFE) con el propósito de disminuir algunos de los costos de inversión y operativos que se tienen por la gran diversidad de capacidades que se actualmente se emplean para estos equipos. Después de haber llevado a cabo los análisis respectivos (mismos que fueron desarrollados con base en la teoría presentada en los primeros capítulos), se propusieron tres capacidades de reactores de potencia en derivación para compensar líneas de transmisión:

- Unidades monofásicas de 25 MVAR (para conformar un banco trifásico de 75 MVAR);
- Unidades monofásicas de 33,33 MVAR (para conformar un banco trifásico de 100 MVAR);
- Unidades monofásicas de 41,66 MVAR (para conformar un banco trifásico de 125 MVAR).

Una propuesta importante que se hace al final del análisis se refiere al hecho de considerar que las tres capacidades de reactores de potencia sugeridas, pudieran darse empleando para ello un solo equipo, esto es, mediante un reactor de potencia de derivación de capacidad variable que tenga dos derivaciones: una arriba y una abajo.

También se ha sugerido que la decisión de estandarizar dichas capacidades debería estar sustentada en un análisis económico con el propósito de sustentar de manera más fehaciente la propuesta aquí presentada.

En los apéndices de este escrito se han presentado algunas consideraciones adicionales que están relacionadas con la propuesta de estandarización, como lo es el hecho de verificar las capacidades de reactores de potencia que eventualmente pudieran presentar fenómenos de resonancia bajo ciertas condiciones del sistema, así como las previsiones que deben tomarse en cuenta cuando los bancos de reactores de potencia cuentan con reactor de neutro y las líneas de transmisión empleen disparo y recierre monopolar.

Todos los análisis que se han presentado ha sido desarrollados considerando condiciones de estado estable.

Es importante señalar que en caso de que CFE decida especificar y adquirir reactores de capacidad variable, esto podría hacerse, en un principio, para una sola subestación, a modo de proyecto piloto, con el propósito de estudiar el comportamiento del equipo en el transcurso del tiempo, así como poder evaluar los beneficios reales que se tengan con el empleo de este tipo de reactores.

Apéndice

A.1 RESONANCIA PARALELO EN LÍNEAS DE EXTRA ALTA TENSIÓN

En este apartado se estudiará el fenómeno de resonancia paralelo en las líneas de transmisión de 400 kV que emplean primordialmente la silueta de la torre EA4A22MA, tomando en cuenta las capacidades de potencia para reactores propuestas en el Capítulo 3. Para mayor referencia de la teoría y los resultados que se presentan en este apartado consúltese la referencia [1].

En líneas de doble circuito de extra alta tensión que son compensadas por medio de reactores de potencia en derivación se pueden presentar voltajes resonantes bajo ciertas condiciones de operación. El caso que se analizará se refiere al hecho de tener una línea de transmisión de 400 kV de doble circuito, ambos circuitos compensados en un extremo mediante reactores de potencia en derivación, en la cual uno de los dos circuitos es librado debido a una falla y los reactores en derivación permanecen conectados. Los voltajes resonantes ocurren sobre el circuito desenergizado por el acoplamiento generado debido a la cercanía del circuito que permanece en operación. El circuito serie resonante está formado por la capacitancia presente entre los circuitos y los reactores de potencia en derivación que permanecen conectados a la línea energizada. Un diagrama simplificado del circuito del sistema en estudio se muestra en la Figura 1.

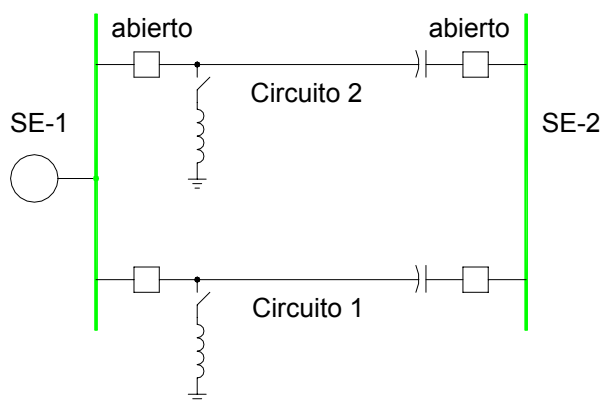


Figura 1. Diagrama unifilar simplificado del sistema en estudio.

Para los cálculos que se presentan en este apartado se considerará que las líneas de transmisión en estudio están transpuestas y que los puntos de transposición están a 1/3 y a 2/3 de la longitud total de la línea de transmisión. Las condiciones del sistema simulado son las que se tienen después la siguiente secuencia de eventos:

- El Circuito 2 ha sido desenergizado debido a una falla, o bien debido a un mantenimiento programado y por lo tanto los interruptores en ambos lados del circuito han sido abiertos.
- Una falla de línea a tierra ocurrió en el Circuito 1 en la fase C en el segundo punto de transposición.
- Los relevadores de la línea tratan de liberar la falla al disparar los circuitos de los interruptores.
- El interruptor en el extremo de la subestación SE-2 del Circuito 1 dispara correctamente, sin embargo, el interruptor en el extremo de la subestación SE-1 no dispara (las tres fases permanecen cerradas). La falla aún tiene que se liberada a través de un interruptor de respaldo.

La secuencia de eventos descrita anteriormente deja el Circuito 2 desenergizado y el Circuito 1 energizado, pero solo en uno de los extremos. Tomando como base la información presentada en la tabla 4 del Capítulo 3 y la teoría que se presenta en la referencia [1], se obtuvieron los voltajes en estado estable para esta condición del sistema considerando distintas capacidades de reactores de potencia conectados en derivación y para cada una de las longitudes de 150, 200 y 250 km de la línea de transmisión de 400 kV que emplean primordial-

mente la silueta de la torre EA4A22MA. Los resultados muestran que los voltajes en estado estable sobre el Circuito 2 desenergizado dependen de la capacidad de los reactores de potencia en derivación que permanecen conectados a ambos circuitos de la línea de transmisión. A continuación se presentan de manera sucinta los voltajes que se obtuvieron del análisis bajo las condiciones del sistema definidas anteriormente.

Nivel de tensión de la línea de transmisión [kV]		400		
Torre	EA4A22MA	Número de cond/fase	2	
Qc [MVar]	0.6931	Longitud de la LT [km]	150	
Potencia generada por la LT [MVar]		103.97		
Caso	Capacidad del reactor [MVar]	% Comp	Xl [Ohm]	Voltaje [kV]
1	40	38%	4000.0	26.99
2	45	43%	3555.6	35.68
3	50	48%	3200.0	49.83
4	55	53%	2909.1	75.88
5	60	58%	2666.7	136.00
6	62	60%	2580.6	188.01
7	65	63%	2461.5	385.61
8	67	64%	2388.1	998.65
9	68	65%	2352.9	3153.27
10	68.25	66%	2344.3	4576.13
11	68.5	66%	2335.8	4171.57
12	68.75	66%	2327.3	2802.72
13	69	66%	2318.8	1977.20
14	70	67%	2285.7	881.84
15	71	68%	2253.5	574.85
16	75	72%	2133.3	266.13
17	80	77%	2000.0	187.57
18	90	87%	1777.8	188.41
19	95	91%	1684.2	269.39
20	100	96%	1600.0	944.44
21	101	97%	1584.2	2645.56
22	102	98%	1568.6	3661.28
23	105	101%	1523.8	381.48
24	110	106%	1454.5	135.80
25	115	111%	1391.3	76.11
26	120	115%	1333.3	50.11
27	125	120%	1280.0	35.97

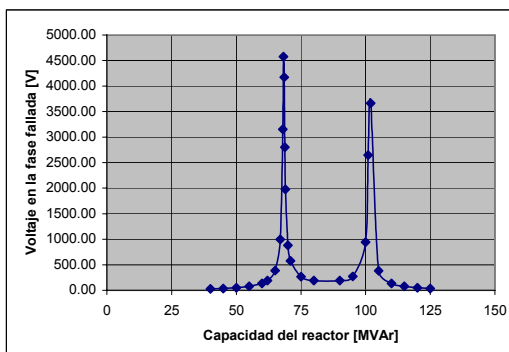


Figura 2. Comportamiento del voltaje en la fase fallada para una línea de transmisión de 400 kV de doble circuito de 150 km de longitud con dos conductores ACSR 1113 kCM por fase.

Nivel de tensión de la línea de transmisión [kV]		400		
Torre	EA4A22MA	Número de cond/fase	3	
Qc [MVar]	0.7849	Longitud de la LT [km]	150	
Potencia generada por la LT [MVar]		117.73		
Caso	Capacidad del reactor [MVar]	% Comp	Xl [Ohm]	Voltaje [kV]
1	50	42%	3200.0	39.27
2	55	47%	2909.1	53.78
3	60	51%	2666.7	79.17
4	62	53%	2580.6	95.30
5	65	55%	2461.5	132.46
6	70	59%	2285.7	300.42
7	74	63%	2162.2	1724.63
8	74.5	63%	2147.7	3246.42
9	75	64%	2133.3	4693.49
10	75.5	64%	2119.2	2401.39
11	76	65%	2105.3	1469.19
12	80	68%	2000.0	375.51
13	85	72%	1882.4	224.19
14	90	76%	1777.8	181.83
15	95	81%	1684.2	172.43
16	100	85%	1600.0	185.81
17	105	89%	1523.8	234.37
18	110	93%	1454.5	404.37
19	114	97%	1403.5	1825.17
20	115	98%	1391.3	19681.61
21	116	99%	1379.3	1902.21
22	120	102%	1333.3	327.45
23	125	106%	1280.0	147.97

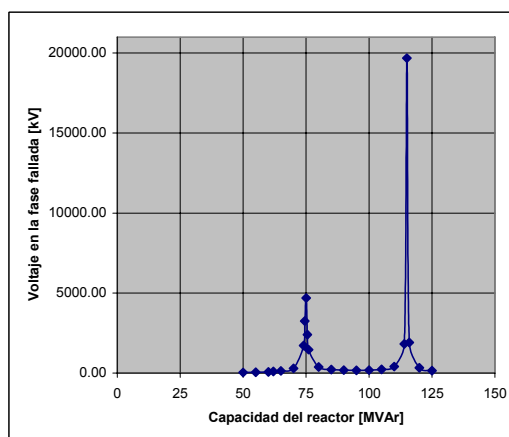


Figura 3. Comportamiento del voltaje en la fase fallada para una línea de transmisión de 400 kV de doble circuito de 150 km de longitud con tres conductores ACSR 1113 kCM por fase.

Nivel de tensión de la línea de transmisión [kV]		400		
Torre	EA4A22MA	Número de cond/fase	2	
Qc [MVar]	0.6931	Longitud de la LT [km]	200	
Potencia generada por la LT [MVar]			138.62	
Caso	Capacidad del reactor [MVar]	% Comp	XI [Ohm]	Voltaje [kV]
2	50	36%	3200.0	48.70
3	55	40%	2909.1	55.85
4	60	43%	2666.7	65.44
5	65	47%	2461.5	78.93
6	70	50%	2285.7	99.19
7	75	54%	2133.3	132.77
8	80	58%	2000.0	198.35
9	85	61%	1882.4	378.12
10	90	65%	1777.8	2000.56
11	91	66%	1758.2	2580.74
12	91.5	66%	1748.6	2031.99
13	92	66%	1739.1	1533.68
14	95	69%	1684.2	552.65
15	100	72%	1600.0	275.12
16	105	76%	1523.8	195.34
17	110	79%	1454.5	162.98
18	115	83%	1391.3	152.49
19	120	87%	1333.3	159.27
20	125	90%	1280.0	190.90

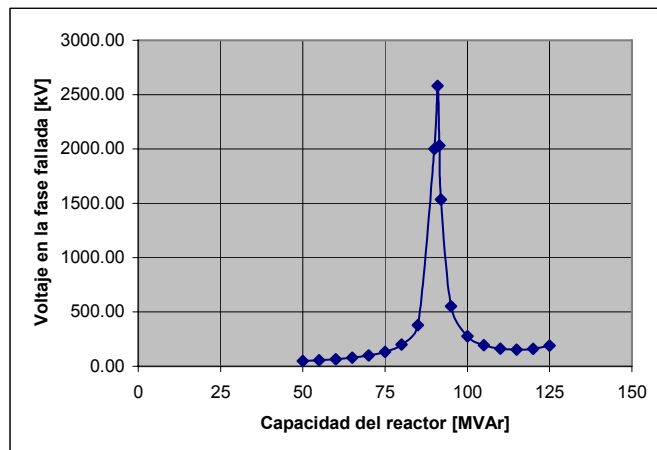


Figura 4. Comportamiento del voltaje en la fase fallada para una línea de transmisión de 400 kV de doble circuito de 200 km de longitud con dos conductores ACSR 1113 kCM por fase.

Nivel de tensión de la línea de transmisión [kV]		400		
Torre	EA4A22MA	Número de cond/fase	3	
Qc [MVar]	0.7849	Longitud de la LT [km]	200	
Potencia generada por la LT [MVar]			156.98	
Caso	Capacidad del reactor [MVar]	% Comp	XI [Ohm]	Voltaje [kV]
1	45	29%	3555.6	42.73
2	50	32%	3200.0	47.25
3	55	35%	2909.1	52.85
4	60	38%	2666.7	59.95
5	65	41%	2461.5	69.22
6	70	45%	2285.7	81.81
7	75	48%	2133.3	99.82
8	80	51%	2000.0	127.54
9	85	54%	1882.4	175.29
10	90	57%	1777.8	275.59
11	95	61%	1684.2	606.93
12	98	62%	1632.7	1721.43
13	99	63%	1616.2	2745.26
14	100	64%	1600.0	2216.40
15	105	67%	1523.8	487.75
16	110	70%	1454.5	279.57
17	115	73%	1391.3	206.08
18	120	76%	1333.3	172.16
19	125	80%	1280.0	156.85

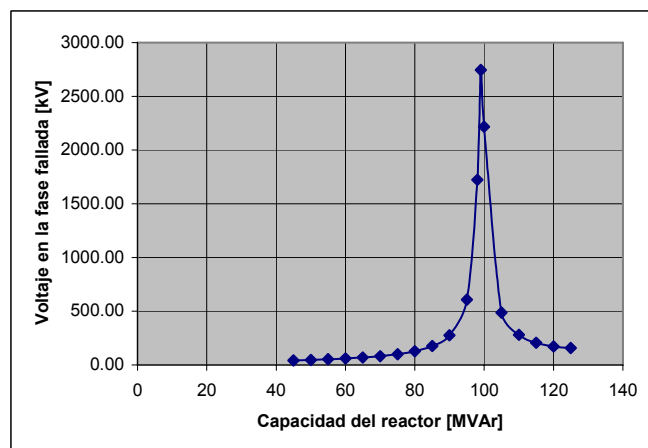


Figura 5. Comportamiento del voltaje en la fase fallada para una línea de transmisión de 400 kV de doble circuito de 200 km de longitud con tres conductores ACSR 1113 kCM por fase.

Nivel de tensión de la línea de transmisión [kV]		400		
Torre	EA4A22MA	Número de cond/fase	2	
Qc [MVar]	0.6931	Longitud de la LT [km]	250	
Potencia generada por la LT [MVar]			173.28	
Caso	Capacidad del reactor [MVar]	% Comp	XI [Ohm]	Voltaje [kV]
1	45	26%	3555.6	124.20
2	50	29%	3200.0	132.89
3	55	32%	2909.1	142.95
4	60	35%	2666.7	154.75
5	65	38%	2461.5	168.80
6	70	40%	2285.7	185.82
7	75	43%	2133.3	206.93
8	80	46%	2000.0	233.83
9	85	49%	1882.4	269.40
10	90	52%	1777.8	318.86
11	95	55%	1684.2	392.64
12	100	58%	1600.0	515.23
13	105	61%	1523.8	761.43
14	110	63%	1454.5	1514.44
15	114	66%	1403.5	6075.14
16	114.5	66%	1397.4	7161.78
17	115	66%	1391.3	6701.67
18	116	67%	1379.3	4080.61
19	120	69%	1333.3	1207.63
20	125	72%	1280.0	598.52
21	130	75%	1230.8	376.20
22	135	78%	1185.2	256.90

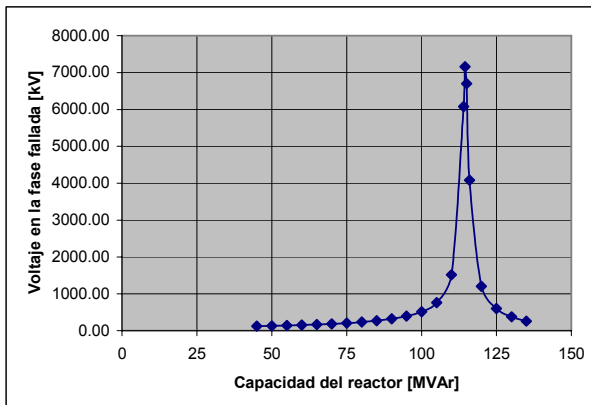


Figura 6. Comportamiento del voltaje en la fase fallada para una línea de transmisión de 400 kV de doble circuito de 250 km de longitud con dos conductores ACSR 1113 kCM por fase.

Nivel de tensión de la línea de transmisión [kV]		400		
Torre	EA4A22MA	Número de cond/fase	3	
Qc [MVar]	0.7849	Longitud de la LT [km]	250	
Potencia generada por la LT [MVar]			196.22	
Caso	Capacidad del reactor [MVar]	% Comp	XI [Ohm]	Voltaje [kV]
1	45	23%	3555.6	126.42
2	50	25%	3200.0	133.97
3	55	28%	2909.1	142.52
4	60	31%	2666.7	152.31
5	65	33%	2461.5	163.63
6	70	36%	2285.7	176.88
7	75	38%	2133.3	192.64
8	100	51%	1600.0	359.20
9	105	54%	1523.8	439.85
10	110	56%	1454.5	572.07
11	115	59%	1391.3	829.85
12	120	61%	1333.3	1561.48
13	124	63%	1290.3	5181.56
14	124.5	63%	1285.1	6671.54
15	125	64%	1280.0	8078.74
16	125.5	64%	1274.9	7958.98
17	126	64%	1269.8	6426.88
18	130	66%	1230.8	1590.00
19	135	69%	1185.2	752.85
20	140	71%	1142.9	472.08
21	145	74%	1103.4	328.38
22	150	76%	1066.7	238.92

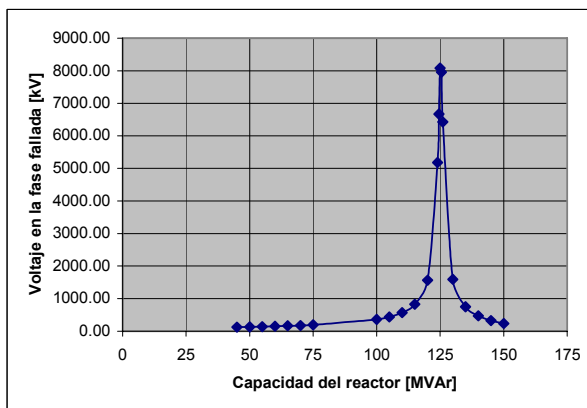


Figura 7. Comportamiento del voltaje en la fase fallada para una línea de transmisión de 400 kV de doble circuito de 250 km de longitud con tres conductores ACSR 1113 kCM por fase.

A continuación se comentan los resultados mostrados en las Figuras 2 a la 7:

1. De acuerdo a la Figura 2, correspondiente a una línea de transmisión de 400 kV de doble circuito de 150 km de longitud con dos conductores por fase, en el intervalo analizado se presentan dos capacidades de reactores de potencia que generan voltajes resonantes: 68,25 y 102 MVAR, de forma que el valor de capacidad propuesto de 75 MVAR no entra en conflicto para las condiciones del sistema definidas originalmente.
2. De acuerdo a la Figura 3, correspondiente a una línea de transmisión de 400 kV de doble circuito de 150 km de longitud con tres conductores por fase, en el intervalo analizado se presentan dos capacidades de reactores de potencia que generan voltajes resonantes: 75 y 115 MVAR. Este hecho es desfavorable ya que el valor de capacidad propuesto de 75 MVAR es exactamente uno de dichos valores, aunque no es éste el valor el que causa los voltajes resonantes mayores.
3. De acuerdo a la Figura 4, correspondiente a una línea de transmisión de 400 kV de doble circuito de 200 km de longitud con dos conductores por fase, en el intervalo analizado solo la capacidad de 91 MVAR genera voltajes resonantes, valor que está alejado respecto a la capacidad propuesta de 100 MVAR.
4. De acuerdo a la Figura 5, correspondiente a una línea de transmisión de 400 kV de doble circuito de 200 km de longitud con tres conductores por fase, en el intervalo analizado se presentan una sola capacidad de reactores de potencia que generan voltajes resonantes: 99 MVAR, hecho que resulta desfavorable ya que el valor de capacidad propuesto en este caso es de 100 MVAR.
5. De acuerdo a la Figura 6, correspondiente a una línea de transmisión de 400 kV de doble circuito de 250 km de longitud con dos conductores por fase, en el intervalo analizado solo la capacidad de 114,5 MVAR genera voltajes resonantes, valor que está alejado respecto a la capacidad propuesta de 125 MVAR.
6. De acuerdo a la Figura 7, correspondiente a una línea de transmisión de 400 kV de doble circuito de 250 km de longitud con tres conductores por fase, en el intervalo analizado se presenta una sola capacidad de reactores de potencia que generan voltajes resonantes: 125 MVAR, hecho que es desfavorable ya que el valor de capacidad propuesto para este caso es exactamente 125 MVAR.

Todos los análisis presentados anteriormente se han desarrollado considerando que los reactores de potencia en derivación permanecen conectados aún con los circuitos desenergizados. Existen varias opciones para eliminar el problema de la resonancia entre líneas paralelas compensadas por medio de reactores en derivación (como en los casos de las Figuras 3, 5 y 7), entre las cuales se incluyen las siguientes:

- i) Emplear circuit switchers para desconectar de forma automática los reactores de potencia en derivación que se encuentren conectados a las líneas desenergizadas.
- ii) Instalar reactores de potencia en derivación que puedan ser conectados y desconectados a las barras de la subestación, más que a la salida de la línea de transmisión.
- iii) Instalar los reactores de potencia en derivación con interruptores de potencia cuya maniobra de desconexión se encuentre sincronizada para un disparo en la línea de transmisión compensada.

Los reactores de potencia en derivación que actualmente instala CFE para compensar líneas de transmisión de 400 kV cuentan con su propio equipo de maniobra y protección (cuchillas desconectoras, interruptor de potencia y apartarrayos).

La recomendación en este caso sería verificar que para aquellos casos donde se pueda tener un problema potencial por voltajes resonantes, se lleve a cabo la desconexión del reactor de potencia en derivación cuando se tenga que llevar a cabo la desconexión de la línea de transmisión.

A.2 REACTOR DE NEUTRO EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN COMPENSADAS

Una práctica empleada a nivel mundial para lograr un recierre exitoso en líneas de transmisión largas de extra alta tensión, cuando se tiene fallas de fase a tierra, se refiere a instalar reactores de neutro entre el neutro de un banco de reactores de potencia en derivación y tierra ^[3].

La función primordial del reactor de neutro es eliminar el efecto capacitivo que se produce entre las fases sanas y la fase fallada, cuando se tiene una condición de falla de fase a tierra, extinguiendo más rápidamente el arco secundario y logrando así una probabilidad mayor de tener un recierre exitoso para líneas de transmisión que cuentan con esquema de disparo y recierre monopolar rápido.

La potencia, reactancia y otros parámetros del reactor de neutro están en función de las características propias de la línea de transmisión, incluyendo, número de circuitos, disposición física de los conductores, longitud y tensión de la línea de transmisión, así como la propia capacidad del banco de reactores de potencia en derivación que compensa la línea de transmisión.

Una de las conclusiones importantes del presente estudio dada al final del punto 3.7 del Capítulo 3 se refiere a estudiar la posibilidad técnica y económica de usar reactores de potencia en derivación de capacidad variable con el propósito de que un mismo equipo pueda ser empleado para la mayoría de las condiciones de compensación requeridas por las líneas de transmisión de 400 kV de CFE.

Derivado de que las características del reactor de neutro están en función de la capacidad de reactor de potencia en derivación, se advierte que cuando se requiera operar en banco de reactores de potencia en derivación en una capacidad distinta (mayor o menor) respecto a la capacidad original para la cual se ha especificado su correspondiente reactor de neutro, las características de éste último también deberían ser modificadas con el propósito de seguir manteniendo las bondades de recierre monopolar exitoso para casos de fallas de fase a tierra.

Algunas posibles soluciones respecto a la problemática descrita en el párrafo inmediato anterior se describen a continuación:

1. Estudiar la posibilidad de contar con un reactor de neutro de capacidad variable que pueda ser sintonizado para las tres capacidades de los bancos de reactores de potencia propuestos en el punto 3.7 del Capítulo 3, considerando adicionalmente que éste mismo equipo pueda ser empleado para distintas longitudes de línea de transmisión, por ejemplo aquellas cuya longitud varíe entre 200 y 250 km. Esta alternativa de solución se ha propuesto considerando que actualmente la mayoría de las líneas de transmisión de 400 kV de CFE se construyen empleando la silueta de la torre EA4A22MA (torre de dos circuitos), que según lo analizado en este estudio, es la más representativa para dicho nivel de tensión, además de que la extinción del arco secundario es más difícil entre mayor es la longitud de la línea de transmisión justificándose en mayor medida el uso de reactores de neutro para líneas de transmisión largas. En este caso es importante definir la capacidad nominal del reactor de neutro, la cantidad de pasos que tendrá (intervalo de variación), así como el valor de cada paso, considerando además otros aspectos técnicos a este respecto como si el cambiador de derivaciones debe ser manual o automático.
2. Estudiar las características de cada enlace, con el propósito de verificar si la línea de transmisión a la que se le va a modificar el valor de compensación inductiva en derivación, puede soportar el uso de disparo y recierre monopolar lento, esto con el propósito de contar con un mayor tiempo para la extinción del arco en condiciones de falla a tierra, lográndose así un recierre exitoso, aún en los casos de no contar con reactor de neutro. Es probable que del estudio efectuado se concluya que no todas las líneas de transmisión requieran el uso de disparo y recierre monopolar rápido, para las cuales podría tomarse la alternativa de no incluir reactor de neutro y conectar directamente a tierra el banco de reactores de potencia en derivación empleado para compensar esa línea de transmisión.

A.3 REFERENCIAS

- [1] ATP Primer Manual & ATP Rule Book.
- [2] T. J. E. Miller. *Reactive Power Control In Electric Systems*. Wiley-Interscience. 1982.
- [3] E. W. Kimbark. *Suppression of Ground-Fault Arcs on Single-Pole-Switched EHV Lines by Shunt Reactors*. March 1964.



Bibliografía

- [1] ATP Primer Manual & ATP Rule Book.
- [2] T. J. E. Miller. *Reactive Power Control In Electric Systems*. Wiley-Interscience. 1982.
- [3] Tore Petersson. *Reactive Power Compensation*. ABB Power Systems, Sweden.
- [4] Philip Moore and Peter Ashmole. *Tutorial. Flexible AC Transmission Systems*. Power Engineering Journal, December 1995.
- [5] E. W. Kimbark. *Suppression of Ground-Fault Arcs on Single-Pole-Switched EHV Lines by Shunt Reactors*. March 1964.
- [6] Diagramas Evolutivos del SEN. Subdirección de Programación. CFE.
- [7] POISE. Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico. CFE.