



UNIVERSIDAD CENTRAL "MARTA ABREU" DE LAS VILLAS
VERITATE SOLA NOBIS IMPONETUR VIRILISTOGA. 1948

Facultad de Ingeniería Eléctrica

Departamento de Electroenergética

TRABAJO DE DIPLOMA

Análisis técnico de la ubicación de un Compensador Estático de Reactivo (SVC) en el Sistema Electroenergético Nacional

Autor: Alejandro Ibargollin Fajardo

Tutor: Dr. C. José Antonio González - Cueto Cruz

Consultante: Dr. C. Zaid García Sánchez

Santa Clara

2015

"Año 57 de la Revolución"



Hago constar que el presente trabajo de diploma fue realizado en la Universidad Central “Marta Abreu” de Las Villas como parte de la culminación de estudios de la especialidad de Ingeniería Eléctrica, autorizando a que el mismo sea utilizado por la Institución, para los fines que estime conveniente, tanto de forma parcial como total y que además no podrá ser presentado en eventos, ni publicados sin autorización de la Universidad.

Firma del Autor

Los abajo firmantes certificamos que el presente trabajo ha sido realizado según acuerdo de la dirección de nuestro centro y el mismo cumple con los requisitos que debe tener un trabajo de esta envergadura referido a la temática señalada.

Firma del Tutor

Firma del Jefe de Departamento
donde se defiende el trabajo

Firma del Responsable de
Información Científico-Técnica

Pensamiento

“El mundo camina hacia la era de la electrónica, todo indica que esta ciencia se constituirá en algo así como una medida del desarrollo; quien lo domine será un país de vanguardia.”

Ernesto “Che” Guevara.

Dedicatoria

A mis PADRES, hermano y abuela, quienes con sus consejos y apoyo incondicional son los artífices del cumplimiento de este objetivo en mi vida.

Gracias a todos

Agradecimientos

Debo agradecer de manera muy especial y sincera al asesor de esta tesis, el Dr. José Antonio González Cueto a quien admiro por sus conocimientos e inteligencia. Por su gran generosidad al compartir sus extensos conocimientos sobre esta área, de lo cual estoy tremendamente orgulloso y por lo que le estaré por siempre agradecido. También quiero hacer mención a su inagotable paciencia, así como a sus continuos ánimos y apoyo hacia mi persona a lo largo de todo el desarrollo de este proyecto.

Al profesor Zaid García Sánchez quién fue el principal impulsor y despertó en mí la motivación por el fascinante mundo de los Sistemas Eléctricos de Potencia; además de ser un excelente profesional es un gran amigo.

Quiero agradecer a mi familia, por apoyarme en los momentos difíciles y haberme entregado muchos de los valores de los que me enorgullezco. Ustedes saben que para mí siempre van a ser lo más importante.

A Gleibys, por sus inagotables y certeros consejos, su apoyo incondicional durante el periodo universitario y sobre todo por su disponibilidad en los momentos que la he necesitado. A ti madrina, por ser tan especial.

A Mari Fe, gracias por tu dedicación, tus consejos sabios y por brindarme tu talentosa ayuda.

A mi pareja por alentarme en los momentos difíciles, ayudarme a ser la persona que hoy soy, y sobre todo por hacerme sentir el hombre más feliz del mundo, gracias a ti Eileen

A mis compañeros y amigos, con los cuales compartí momentos difíciles y también de alegría. Fernando por su apoyo incondicional y su gran amistad, Carlos por su disponibilidad y comprensión, Rolando por su amistad y ayuda en los momentos difíciles, Alejandro Águila, Miguel Urrea, Frank Ernesto y todos aquellos que caminaron por el mismo sendero.

Resumen

El presente trabajo de diploma aborda la temática de la aplicación de un Compensador Estático de Reactivo (SVC) desde una propuesta de ubicación en el Sistema Eléctrico Cubano. Se persiguió como objetivo valorar los efectos del SVC en las condiciones de estado estable y en la estabilidad sincrónica. Se realizó una búsqueda bibliográfica dirigida a la caracterización y valorización de los efectos de los FACTS así como una descripción de los métodos utilizados para los estudios de flujo de carga y de estabilidad sincrónica aplicados en el software empleado. Se obtuvieron las condiciones iniciales del sistema para los regímenes de máxima, media y mínima con el SVC conectado en la ubicación propuesta, sin el mismo y con otras alternativas de ubicación. Se realizaron pruebas de máxima transferencia de potencia, de estabilidad sincrónica ante diferentes contingencias para valorar el comportamiento del sistema en los diferentes regímenes, así como posibles condiciones de sobretensiones en el régimen de mínima. Los resultados que se obtuvieron para la ubicación del SVC de la propuesta inicial se pueden considerar en general satisfactorios. No obstante, de las alternativas técnicamente analizadas, cabe mencionar la ubicación en Vicente, ya que mostró resultados superiores a la anterior.

Índice

INTRODUCCIÓN.....	1
Capítulo 1: Estudio de los aspectos fundamentales de los (FACTS)	4
1.1 Descripción de los Controladores FACTS	4
1.1.2 Clasificación de los FACTS	5
1.1.3 Posibilidades de utilización de los FACTS	7
1.1.4 Ventajas de los dispositivos FACTS	8
1.1.5 Limitaciones en cuanto a capacidad de transmisión	9
1.2 El efecto de la inestabilidad en los Sistemas Eléctricos de Potencia.	9
1.2.1 Efectos de los dispositivos FACTS en la estabilidad sincrónica.	10
1.3 Descripción general de los SVC.....	11
1.3.1 Tipos de configuración de los SVC.....	11
1.3.2 Control de tensión ejercido por el SVC	14
1.3.3 Principales aplicaciones del SVC en los Sistemas de Potencia.	18
1.3.4 Prevención de colapso de tensiones	23
1.4 Ubicación de los SVC	24
1.4.1 En centro de cargas importantes.....	24
1.4.2 En subestaciones críticas.....	25
1.4.3 En grandes cargas.....	26
1.5 Conclusiones Parciales	26
Capítulo 2: Fundamentación teórica de las técnicas utilizadas.	27
2.1 Criterios para la Ubicación y Selección de Contingencias.	27
2.2 Flujo de Carga.	28
2.2.1 Definición del problema.....	29
2.2.2 Algoritmos más empleados.	30
2.2.3. Newton-Raphson Formal.	31
2.2.4. Modelación de los elementos del sistema para el Flujo de Carga.....	33
2.3 Estabilidad Sincrónica.....	34
2.3.1 Modelos de Máquinas Sincrónicas.....	35
2.3.2 Controles de Máquinas Sincrónicas.	40
2.3.3 Modelación de las Cargas.	41
2.3.4 Líneas de Transmisión.	42
2.3.5 Transformadores de dos Enrollados	42
2.3.6 Interruptores	43

2.3.7 Fallas	43
2.3.8 Automáticas.....	44
2.3.9 Método de Solución de la Red	45
2.3.10 Representación del SVC.....	46
2.3.11 Método de Integración	47
2.3.12 Subsistemas	48
2.4 Conclusiones parciales	49
Capítulo 3: Criterios aplicados y resultados fundamentales.....	50
3.1 Características Técnicas del SVC	50
3.2 Caracterización del SEN	51
3.3 Aspectos a valorar en estado estable	52
3.4 Criterios para valorar los resultados en la estabilidad sincrónica	52
3.5 Criterios de selección de otros lugares de ubicación del SVC.....	53
3.6 Valoración de los efectos del SVC.....	54
3.6.1 Estado Estable.	54
3.6.1.1 Máxima Transferencia de Potencia en régimen de máxima.	56
3.6.1.2 Máxima Transferencia de Potencia en régimen de media y mínima.	57
3.6.1.3 Consideraciones de las sobretensiones.....	58
3.6.2 Estabilidad Sincrónica.....	58
Conclusiones Parciales.....	66
Conclusiones	67
Recomendaciones	68
Referencias Bibliográficas	69
Anexos	71

INTRODUCCIÓN

La estabilidad de tensión ha sido en las últimas décadas la principal limitante en la operación de los sistemas eléctricos de potencia (SEP). Esto se debe a que con el gran desarrollo industrial alcanzado, el incremento del consumo de electricidad y la aparición de los denominados mercados eléctricos, las redes de transmisión han sido operadas cerca de los límites de estabilidad. La estabilidad de tensión ha despertado el interés de la comunidad científica internacional, éste fenómeno puede causar serias consecuencias en los sistemas eléctricos y por esto es de vital importancia la búsqueda de medidas correctivas que permitan alejar el punto de operación del SEP del punto límite por estabilidad de tensión.

El desarrollo de la electrónica de potencia ha posibilitado la conexión de dispositivos que ayudan a aprovechar aún más las facilidades del sistema de transmisión. La inserción de los Sistemas de Transmisión Flexible de Corriente Alterna (FACTS por sus siglas en inglés) en los sistemas eléctricos, ha sido en los últimos años una de las principales medidas adoptadas, los cuales pueden mejorar la estabilidad del sistema controlando los transitorios, la estabilidad de baja señal y los flujos de potencia en las líneas sobrecargadas, reflejándose a su vez en menores pérdidas así como en una operación más segura del SEP[1].

Es así como los SEP operan cerca de sus límites de estabilidad y cargabilidad, provocando que se invierta un poco más en la operación y mantenimiento del sistema por parte de las empresas, bajo estas condiciones pueden ocurrir contingencias como un colapso en la tensión o una interrupción del servicio dentro del sistema[2].

Necesidad, importancia y actualidad del tema

En los últimos años el SEN ha estado sometido a grandes cambios en la estructura de la generación. La utilización de unidades de generación distribuida interconectadas fue una necesaria solución a los déficits de energía eléctrica en Cuba. Conjuntamente a los beneficios que brinda esta nueva tecnología se presentan nuevos retos tecnológicos especialmente en lo que respecta a la operación de los SEPs. Esto conllevó a la realización de estudios por parte de especialistas de la Unión Eléctrica y de las universidades del país para analizar el comportamiento del Sistema Electroenergético Nacional (SEN) ante esta nueva composición de la generación y proponer así medidas que permitan la operación adecuada del sistema.

Unido a lo anterior, el predominio de la carga residencial en Cuba hace que el gráfico de carga presente una variación apreciable en los horarios pico y en el horario de mínima demanda. Por un lado en horas de máxima se presenta un estrés del sistema de transmisión y por otro, en

horario de mínima demanda, se acentúa el efecto capacitivo de las líneas de alta tensión debido a la baja carga que estas presentan. Por tanto el SEN continuamente se ve afectado por los dos fenómenos que caracterizan la inestabilidad de tensión: el colapso de tensiones y las sobretensiones.

Problema científico

El SEN ha estado sometido a fenómenos de inestabilidad de tensión, continuamente es necesario afectar la confiabilidad de operación en aras de conservar la operación con calidad del SEP. La determinación de medidas preventivas que permitan operar de forma confiable el SEP es uno de los aspectos interesantes y necesarios a estudiar por parte de los especialistas de planeamiento y de operación de la Unión Eléctrica.

El **problema científico** del trabajo se resume en: no se reportan estudios en el SEN encaminados a calcular los efectos de la ubicación de FACTS en los márgenes de estabilidad.

El **objeto de estudio** de la investigación es la aplicación de metodologías para comparar la ubicación de los dispositivos FACTS como medida para mejorar la estabilidad sincrónica del SEN ante grandes perturbaciones de la operación.

Objetivos de la investigación

Objetivo general:

Evaluar en base a criterios técnicos la ubicación de un compensador estático de reactivo (SVC) en el SEN para mejorar su comportamiento ante la ocurrencia de fenómenos asociados a la inestabilidad sincrónica.

Para la consecución del objetivo general se ha planteado el siguiente sistema de **objetivos específicos:**

1. Realizar una revisión bibliográfica sobre los dispositivos FACTS y su influencia en la operación del SEP, haciendo énfasis en la influencia de estos dispositivos en la estabilidad sincrónica y los métodos utilizados para determinar las características técnicas de los mismos y su nodo de ubicación.
2. Evaluar la inserción de un dispositivo SVC en un nodo ya seleccionado por una propuesta cubana, en el Sistema Electroenergético Nacional (SEN), comprobando su efectividad mediante la realización de estudios estáticos y dinámicos.
3. Comparar el efecto de la inserción del dispositivo SVC en otros nodos con posibilidades técnicas de aplicación en el SEN.

Hipótesis de investigación

Basado en el problema científico planteado anteriormente se formula la hipótesis investigativa:

“La compensación de potencia reactiva en el SEN mediante la instalación de dispositivos FACTS puede evitar tanto la ocurrencia de las sobretensiones en las hora de mínima demanda, como un posible colapso de las tensiones en los horarios de máxima carga, así como mejorar la estabilidad sincrónica”

Estructura de la tesis

El trabajo se estructura en tres capítulos fundamentales:

Capítulo 1: Estudio de los aspectos fundamentales de los FACTS.

Aborda los principales aspectos teóricos de los dispositivos FACTS y su influencia en la operación del SEP, enfatizando su efecto en la estabilidad sincrónica y métodos utilizados para determinar las características técnicas de los mismos.

Capítulo 2: Fundamentación teórica de las técnicas utilizadas.

Puntualiza los procedimientos y estudios para la validación de los efectos sobre la operación estable y la estabilidad sincrónica de la ubicación, de acuerdo con la propuesta cubana de un SVC en un nodo dado del SEP. Se realiza una descripción de la modelación del SEP y se relaciona el basamento matemático de los estudios efectuados en el trabajo.

Capítulo 3: Criterios aplicados y resultados fundamentales.

Se realiza una caracterización del SEN, se muestran los estudios desarrollados y los principales resultados que permiten evaluar técnicamente la ubicación del SVC insertado en un nodo del mismo en lo que respecta a la operación de estado estable y a la estabilidad sincrónica.

Capítulo 1: Estudio de los aspectos fundamentales de los (FACTS)

A finales de la década de los 80 se desarrollaron los dispositivos FACTS (basados en el uso de diodos, tiristores y GTO) los cuales se utilizan para modificar los parámetros de potencia, tensión y reactancia de una línea y así controlar el flujo de potencia de la misma. Este hecho permite utilizar las líneas cerca de sus límites térmicos o forzar el flujo de potencia por rutas determinadas. Un elemento de los dispositivos del FACTS, los tiristores, muestran claras ventajas sobre los dispositivos de conmutación mecánicas, un ejemplo de esto son: la capacidad de conmutar con mayor rapidez (conmutan dos veces cada ciclo sin deteriorarse), la posibilidad de redireccionar la potencia en una fracción de ciclo y una vida útil mayor[3].

Gracias a su capacidad, de modificar los parámetros del sistema, se realiza el control de flujos de potencia utilizando las alternativas siguientes:

- Regular la corriente y la potencia activa mediante el control de la impedancia de la línea.
- Controlar el ángulo para regular el flujo de corriente.
- Aumentar o disminuir el flujo de corriente por la línea a través de la inyección de una tensión en serie con esta y ortogonal al ángulo de la corriente.
- Controlar la potencia activa y reactiva de la línea por medio de la inyección de una tensión en serie con ésta y con cualquier ángulo de fase, lo cual regula la fase y la magnitud de la corriente de línea y por ende, los parámetros mencionados con anterioridad.

Por las razones descritas en los puntos anteriores es que la IEEE da la siguiente definición de los controladores FACTS [1]: **“controladores estáticos basados en electrónica de potencia para mejorar la flexibilidad e incrementar la capacidad de transferencia de potencia en los sistemas de corriente alterna”**.

La superioridad de los dispositivos FACTS se manifiesta en nuevas alternativas para el control de la potencia y el incremento de la capacidad disponible, puesto que permite controlar la corriente a través de una línea a un costo razonable. Asimismo permite operar las líneas de transmisión cerca de sus límites térmicos, esto con anterioridad no era posible realizarlo sin violar las restricciones de seguridad del sistema.

1.1 Descripción de los Controladores FACTS

Los controladores FACTS son el resultado de una combinación de equipos convencionales de compensación, tecnología de punta en electrónica de potencia y de microelectrónica. Estos

aspectos sumados al uso de los avances en el área de las comunicaciones, hacen que los dispositivos FACTS sean equipos que contribuyen a una operación óptima de un SEP.

Es así que los FACTS se pueden definir como elementos en el sistema de transmisión basados en la electrónica de potencia, y en otros controladores estáticos, cuyo fin es aumentar la controlabilidad e incrementar la capacidad de transferencia de potencia de un sistema eléctrico [1, 4, 5].

Los FACTS tienen como base operativa el desarrollo de dispositivos semiconductores con poderosas características en cuanto a capacidad de potencia, tamaño y relación costo/beneficio. Es necesario destacar que la implementación de la tecnología FACTS se ha desarrollado con una base tecnológica proporcionada por el desarrollo previo de los componentes para la transmisión en alta tensión de corriente continua (HVDC) y sus mecanismos de control asociados. No obstante, como los componentes semiconductores de potencia continúan mejorando y como el concepto de controladores FACTS avanza, el costo de este tipo de control presenta una tendencia decreciente y su utilización en gran escala está prácticamente asegurada.

Los más poderosos dispositivos semiconductores para aplicaciones de potencia siguen siendo los tiristores, los cuales tienen la capacidad de manejar más de 10kV y llevar corrientes superiores a los 5kA. Algunos de estos dispositivos, como el GTO, ofrecen ventajas adicionales para interrupción de corriente, lo que permite el uso de convertidores de conmutación forzada, que es una de las ventajas constructivas y de las características avanzadas de los dispositivos FACTS [5].

Aunque los tiristores son parte fundamental de los dispositivos FACTS, es posible realizar simplificaciones circuitales a la hora de analizar el impacto de un dispositivo FACTS en los flujos de potencia de un sistema. Estas simplificaciones suponen la operación adecuada de los dispositivos FACTS como un todo y no requieren detallar las dinámicas de un tiristor en la operación de un SEP.

1.1.2 Clasificación de los FACTS

Los variados tipos de elementos calificados como FACTS, se pueden dividir en tres categorías según el parámetro controlado, tal como se ilustra en la tabla siguiente [1, 6]:

Tabla 1.1: Clasificación general de los FACTS

Tipo	Parámetro controlado	Dispositivo FACTS
A	P y Q serie	UPFC
B	P serie	TCSC, reguladores de fase
C	Q shunt	SVC, STATCON

a) FACTS Tipo A

Estos dispositivos son capaces de controlar el flujo de potencia activa y reactiva (P_{ij} y Q_{ij}) en la línea de transmisión, como se muestra en la Figura 1.1 en la parte superior. El ángulo de fase de la barra y la magnitud del voltaje no están especificados y son independientes del estado del flujo de potencia bajo estudio.

Los FACTS de este tipo son modelados como se muestra en la parte inferior de la Figura 1.1. En este modelo una barra ficticia es introducida (i') para forzar un consumo equivalente a la potencia deseada que fluye por la línea deseada. Los principales defectos del modelo es que ignora las pérdidas en el dispositivo, además que los UPFC actuales no controlan P y Q de la manera modelada y son capaces de manejar otros parámetros como el voltaje de la barra.

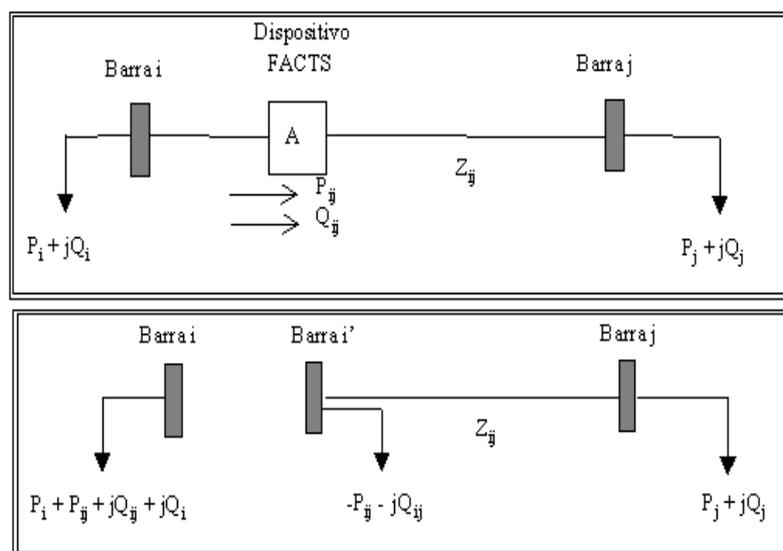


Figura 1.1: Representación del dispositivos tipo A

b) FACTS Tipo B

En este tipo de dispositivos, sólo la potencia activa de la línea es controlada (P_j) como se muestra en la Figura 1.2 en la parte superior. El modelo utilizado se muestra en la Figura 1.2 en la parte inferior, donde el flujo de potencia activa se modela usando una barra ficticia i' de

manera similar al caso de dispositivos tipo A. No se consideran las pérdidas en el dispositivo y el control de otros voltajes, corrientes e impedancias del circuito.

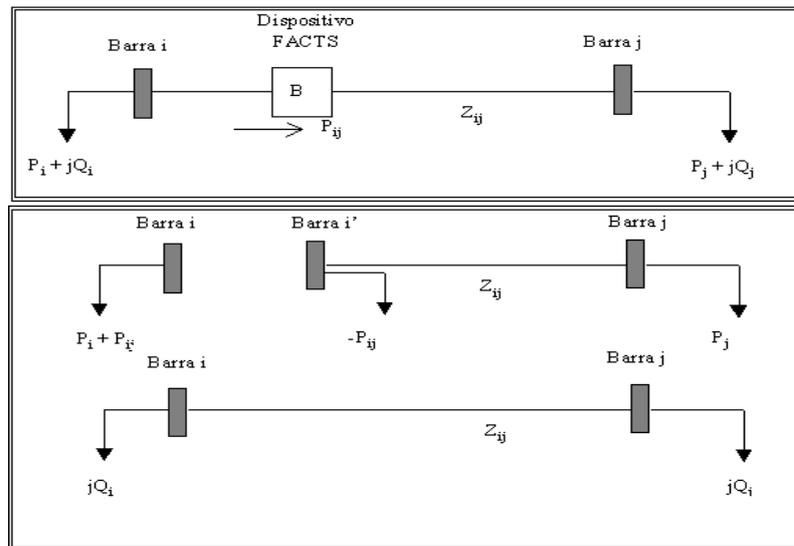


Figura 1.2: Representación del dispositivos tipo B

c) FACTS Tipo C

Estos dispositivos FACTS son controladores de reactivos en la barra y se asume que el dispositivo ajusta la inyección de potencia reactiva para controlar la magnitud del voltaje en dicha barra. En la Figura 1.3 se señala el dispositivo y el modelo, donde se ignoran las pérdidas en el dispositivo. En este modelo, la barra i es una barra PV con $P=0$. Estos dispositivos son utilizados principalmente en aplicaciones para mejorar la estabilidad del sistema.

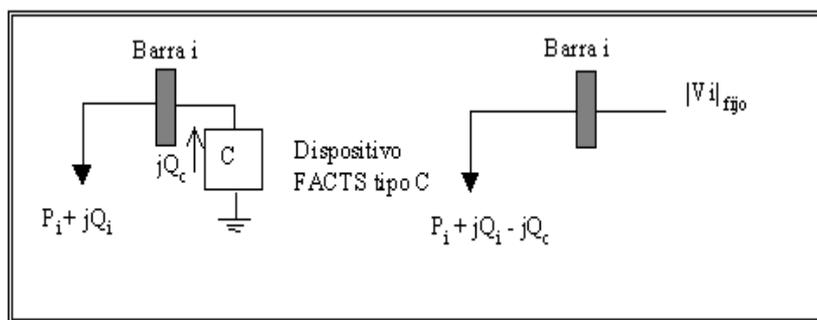


Figura 1.3: Representación del dispositivos tipo C

1.1.3 Posibilidades de utilización de los FACTS

Para los encargados de planificar la transmisión en los sistemas de potencia es de gran relevancia el conocimiento de la tecnología de los FACTS, debido a que brinda nuevas posibilidades de controlar la potencia y mejorar la utilización de la capacidad disponible actual del sistema de transmisión y la prevista para el futuro. La posibilidad de que la corriente a través de una línea

pueda controlarse a un costo razonable permite disponer de un gran potencial para incrementar la capacidad de líneas existentes en la transmisión de potencia mediante la utilización de uno de los tipos de controladores FACTS, tanto en condiciones de operación normal como en emergencia [7, 8].

La tecnología de FACTS no es un simple elemento controlador de alta potencia, sino una colección de controladores que pueden actuar individualmente o en coordinación con los restantes para controlar uno o más de los parámetros interrelacionados del sistema mencionados previamente. La utilización de un controlador FACTS bien seleccionado permite sobrepasar los límites especificados tradicionalmente para la operación de una línea de transmisión o corredor, en valores cercanos al límite nominal térmico. Debido a que todos los controladores FACTS representan aplicaciones de la misma tecnología básica, su producción puede eventualmente presentar la ventaja de la tecnología de escala[7].

En el Anexo 1 las tablas 1.1 y 1.2 muestran un resumen de los dispositivos FACTS y sus aplicaciones. Dentro de la gama de dispositivos FACTS, el SVC por sus características tiene gran importancia razón por la cual se decidió hacer un análisis más detallado sobre el mismo, así como su impacto y uso dentro del SEP. Una descripción más exhaustiva de las características de dicho dispositivo se muestra en el epígrafe 1.3.

1.1.4 Ventajas de los dispositivos FACTS

Las ventajas posibles que ofrecen las familias de controladores descritos anteriormente son muchas y de los más variados tipos y cada uno de los elementos estudiados presenta una o más de las siguientes características:

Control del flujo de potencia según se requiera, lo que permite optimizar las capacidades de las líneas y moverse bajo condiciones de emergencia más adecuadamente.

Aumentan la capacidad de carga de las líneas hasta su límite térmico, tanto en horizontes de corto plazo, como estacionario.

Aumentan la seguridad del sistema en general a través del aumento del límite de estabilidad transiente, limitando corrientes de cortocircuitos y sobrecargas, entregando la posibilidad de controlar apagones en cascada y absorbiendo oscilaciones electromecánicas de sistemas de potencia y máquinas eléctricas.

Permiten conexiones seguras a instalaciones y regiones vecinas al mismo tiempo que reducen las exigencias generales de reservas de generación.

Permiten mayor flexibilidad en la localización de nuevas unidades generadoras.

Permiten un grado superior de los niveles de utilización de las líneas.

Reducen los flujos de potencia reactiva en las líneas de transmisión, y por lo tanto, una mayor capacidad de transporte de potencia activa.

Reducen los flujos de potencia en lazos.

Incrementan la utilización de la generación a menor costo.

De cualquier modo, éstos controladores permiten la amplia variedad de capacidades descritas anteriormente debido a que el voltaje, corriente, impedancia, potencia activa y reactiva son variables interrelacionadas, por lo que cada controlador tiene múltiples opciones con las que operar para controlar flujos de potencia, estabilidad, etc. tanto en lazo abierto como cerrado, por lo que las posibilidades son muchas[9].

1.1.5 Limitaciones en cuanto a capacidad de transmisión

La gran versatilidad y la amplia gama de prestaciones que un elemento de transmisión flexible FACTS introduce a un sistema interconectado o sector cualquiera no son competitivas en precio con las soluciones más tradicionales. Claramente las mayores limitaciones estarán dadas por sus costos, que son comparativamente mayores a lo que podría costar instalar una nueva línea, en el caso de requerirse más capacidad de transmisión, por ejemplo. En este caso, los FACTS trabajan con potencia reactiva dándoles un rango de manejo menor al que proporciona si por ejemplo se duplicara una línea de transmisión, pues además de mejorar la capacidad de potencia al doble, reduce la impedancia a la mitad del par transmisor, lo cual otorga una mayor flexibilidad a un precio menor.

1.2 El efecto de la inestabilidad en los Sistemas Eléctricos de Potencia.

Cuando una máquina sale del sincronismo o de paso con respecto a otras del sistema, se presentan fenómenos indeseables; por ejemplo un generador no constituye realmente una fuente de potencia eléctrica, un motor no entrega potencia mecánica a la velocidad adecuada, un condensador síncrono no mantiene su voltaje propio en las terminales.

Para un sistema de potencia en particular, se puede decir que la inestabilidad, además de ocasionar molestias a los consumidores por un mal servicio, produce fenómenos indeseables que se pueden resumir a continuación: [10]

a) Si la inestabilidad se presenta como consecuencia de una falla, la eliminación de la falla puede no restaurar la estabilidad.

- b) Se producen fluctuaciones de voltaje que continúan aun después de que se elimine la falla.
- c) La máquina o grupo de máquinas que quedan fuera de paso con respecto a otras máquinas del sistema pueden volver a auto-sincronizarse o bien quedar desconectadas del resto del sistema.
- d) Se tiene una operación incorrecta de los relevadores, es decir, que los relevadores pueden operar en falso, de tal forma que los interruptores pueden abrir circuitos que no son necesario interrumpir.

Por lo anterior se concluye que la inestabilidad es un fenómeno indeseable en los sistemas de potencia ya que produce un mal efecto en la calidad del servicio, además de posibles daños severos en el equipamiento. En tal virtud un sistema de potencia se debe diseñar y operar de manera que la inestabilidad ocurra solo cuando las medidas para evitarla no se justifiquen económicamente o no provoquen perjuicios sociales graves, por esto es de vital importancia el uso de los dispositivos FACTS.

1.2.1 Efectos de los dispositivos FACTS en la estabilidad sincrónica.

Un sistema eléctrico de potencia es estable si durante la operación normal y después de ser sometido a un disturbio se mantiene en condiciones de equilibrio y no presentan variaciones que conducen a la inestabilidad. El sistema entra en inestabilidad de voltaje cuando las perturbaciones como el aumento de la carga o el cambio en la tipología de la red causan una caída de voltaje progresiva e incontrolable. La caída de voltaje tiene como consecuencia una disminución de potencia reactiva suministrada por el sistema [1].

En lo descrito anteriormente sobre la estabilidad del sistema se puede describir el efecto de los FACTS en la estabilidad sincrónica, estos dispositivos son capaces de mantener el control de voltaje mediante la potencia reactiva lo cual tiene efectos estabilizadores sobre el SEP ante la ocurrencia de disturbios que provocan que los rotores cambien rápidamente sus posiciones. Las fuentes de reactivos pueden mejorar tanto la estabilidad transitoria como la estabilidad dinámica y controlan los voltajes en valores cercanos al nominal. Al ocurrir cambios bruscos de carga o de tipología, puede requerirse corregir el voltaje en unos cuantos ciclos. Para otras variaciones de voltaje la corrección puede hacerse en segundos.

Estas posibilidades que nos brindan los FACTS ayudan a mantener el sincronismo de los generadores, además de que si no se corrigen las desviaciones de los parámetros de la red, aunque sean temporales, pueden ocasionar severos daños al SEP.

1.3 Descripción general de los SVC

Entre los controladores electrónicos de potencia, ahora incluidos en el concepto de FACTS, se pueden mencionar el compensador estático de potencia reactiva (SVC) para control de tensión [11]. Su principal aplicación ha sido la de proporcionar el control de tensión, ya sea a través de mantener los perfiles de tensión dentro de las bandas permitidas, o bien asegurar una reserva rápida en caso de contingencias y fenómenos transitorios[11]. Su utilización repercute de esta forma en una mejoría en la seguridad de todo el sistema.

1.3.1 Tipos de configuración de los SVC

Dentro de los SVC existen una gran variedad, corresponden básicamente a un arreglo de reactores y capacitores dispuestos en configuración paralela (shunt), que actúan proporcionando potencia reactiva inductiva o capacitiva, para mantener una regulación de tensión dada[11]. La forma en que se disponen estos arreglos de elementos de compensación, define los tres tipos principales de SVC detallados a continuación.

- **FC-TCR (Capacitor Fijo – Reactor Controlado por Tiristores)**

Corresponde a un arreglo de condensadores (o banco de condensadores) de valor fijo, en paralelo con reactores controlados por tiristores dispuestos a modo de interruptores (switch), tal como indica la Figura 1.4. El TCR provee un rango controlable continuo solo en el rango inductivo de la potencia reactiva. Al conectar en paralelo el banco de condensadores fijo, es posible extender este rango dinámico al lado capacitivo.

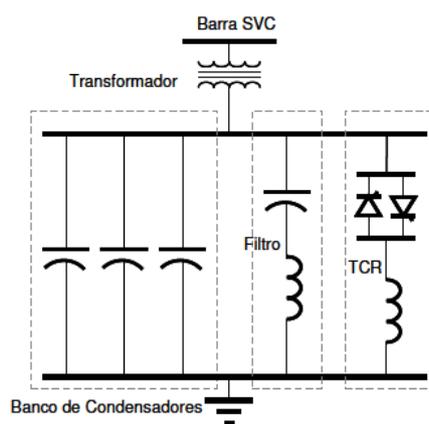


Figura 1.4: SVC tipo FC-TCR

Cabe notar la presencia de una rama destinada a soportar un filtro pasa alto, necesario para disminuir la inyección de armónicos al sistema proveniente de la operación de los TCR.

Un inconveniente de este tipo de SVC es que dado que circulan enormes corrientes dentro del circuito FC-TCR, necesarias para la cancelación de los MVArS capacitivos, se producen pérdidas significativas (de 0,5 a 0,7 % de la capacidad del equipo en MVA), aún en estado estacionario y sin inyección de reactivos al sistema por parte del SVC.

- **TSC-TCR (Condensador con Switches Tiristorizados – Reactor Controlado por Tiristores)**

Un SVC del tipo TSC-TCR se compone generalmente de n ramas TSC y una que consta de un TCR, cuya capacidad corresponde a 1/n del total de capacidad de las ramas compensadoras capacitivas (Figura 1.5). De esta forma, se tiene un rango discreto de condensadores en servicio, pero gracias al TCR es posible hacer que el rango de variación sea continuo en todo el espectro [11].

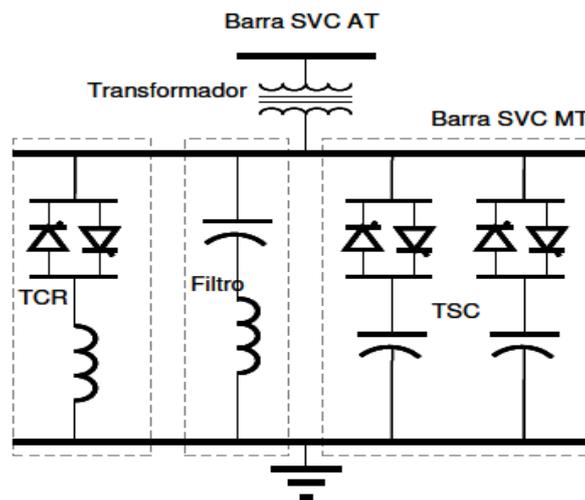


Figura 1.5: SVC tipo TSC-TCR

Dado que la capacidad del TCR es pequeña, la generación armónica se reduce de manera considerable; aun así, se incluye un filtro pasa alto para compensar en caso de que todas las ramas TSC estén en OFF y sólo actúe el TCR.

La principal motivación para el desarrollo de este tipo de SVC fue la de mejorar la flexibilidad de la operación del compensador ante grandes perturbaciones y la de reducir las pérdidas de régimen permanente. Un FC-TCR se comporta como un circuito LC paralelo que tiende a entrar en resonancia con la impedancia del sistema ante la presencia de grandes perturbaciones. Ante esta situación, un TSC-TCR puede operar rápidamente desconectando los capacitores (lo que no es posible en el FC-TCR), evitando la posibilidad de la resonancia [11].

- **MSC-TCR (Condensador con Interruptores Mecánicos – Reactor Controlado por Tiristores)**

Este tipo de SVC puede ser ubicado en la barra de AT, aunque en algunos casos es necesario ubicar el filtro pasa alto en paralelo con las ramas TCR en el secundario del transformador, para así reducir la carga de armónicas en éste. Las configuraciones típicas se presentan en la Figura 1.6.

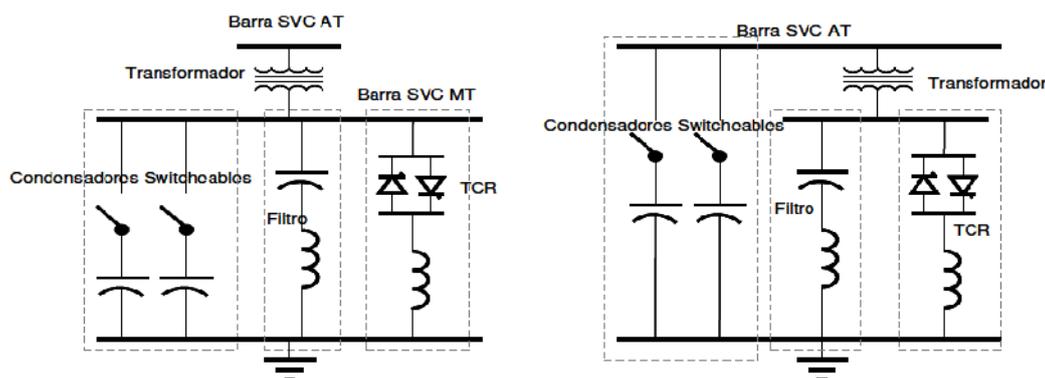


Figura 1.6: Configuraciones típicas de un SVC del tipo MSC-TCR.

Una de las ventajas del esquema MSC-TCR radica en la disminución del capital por VAR instalado, producto de la eliminación de los interruptores tiristorizados en las ramas capacitivas; otra ventaja es la relacionada con el reducido rango de pérdidas, lo que influye directamente en los costos operativos[11].

Una desventaja importante de esta configuración, la constituye la relativa lentitud en la respuesta en comparación a la de los interruptores tiristorizados; mientras estos últimos actúan entre el lapso de medio a un ciclo entero, los switches mecánicos demoran en el orden de dos ciclos en el cierre y ocho para la apertura.

Otro problema característico de esta configuración lo constituye la necesidad de descargar la energía almacenada en los condensadores luego de la desenergización; para tales fines, cada unidad MSC debe poseer existencias de descarga, que permiten la disipación total de la carga a los pocos minutos. Conviene señalar que las unidades MSC pueden ser accionadas solamente una vez que los capacitores están descargados.

Finalmente, se debe mencionar que los interruptores mecánicos poseen una vida útil de 2000 a 5000 operaciones, mientras que los tiristores pueden realizar las mismas operaciones (teóricamente) infinitas veces[11].

1.3.2 Control de tensión ejercido por el SVC

Para efectos de describir la variación de la tensión en la barra de un SVC, tanto en estado estacionario como en régimen transitorio, se recurre a las características V-I de corriente o de potencia reactiva (Figuras 1.7 y 1.8).

El voltaje $V_{referencia}$ corresponde a la tensión en los terminales del SVC durante la operación flotante, que puede variar entre los límites $V_{REF} \text{ máx.}$ y $V_{REF} \text{ min.}$, cuyos valores típicos son de 1,05 y 0,95[pu] respectivamente [11].

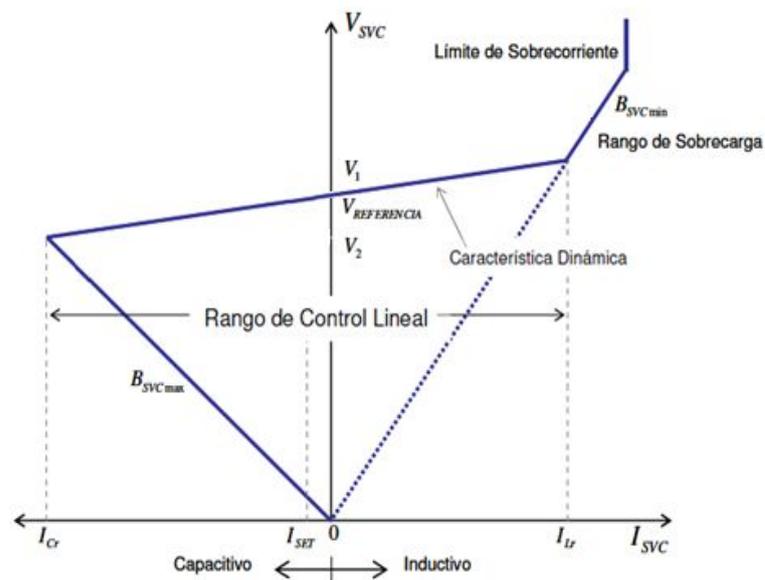


Figura 1.7: Característica voltaje-corriente del SVC.

La pendiente en la característica V-I y V-Q se define como el cociente entre el cambio en magnitud del voltaje sobre el rango de control lineal de la corriente. Es decir,

$$K_{SL} = \frac{\Delta V / V_r}{\Delta I / I_r} \text{ [pu]} \quad (1.1)$$

, en donde V_r e I_r corresponden a los valores de operación del SVC para un estado cualquiera.

Para el caso $I=I_r$, se tiene que

$$K_{SL} = \frac{\Delta V(Q_r \text{ o } I_r)}{V_r} \text{ [pu]} \quad (1.2)$$

La pendiente K_{SL} puede ser definida igualmente como la variación de la tensión en porcentaje de la magnitud de la tensión operando en el límite máximo de potencia reactiva (capacitiva o inductiva). La pendiente, a su vez, suele ser expresada como:

$$K_{SL} = X_{SL} \text{ [pu]} \quad (1.3)$$

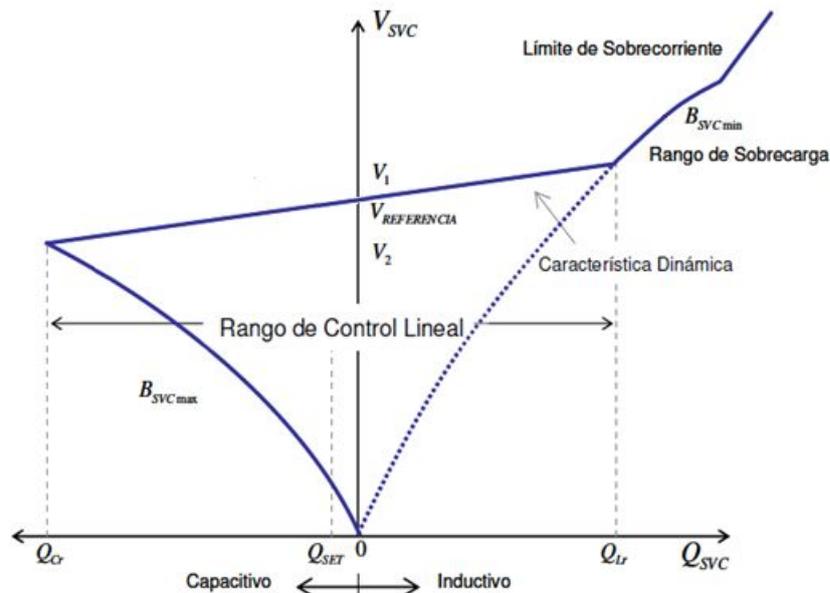


Figura 1.8: Característica voltaje-potencia reactiva del SVC.

Por su parte, el límite de sobrecorriente aleja el riesgo de que los tiristores estén sometidos a exigencias térmicas excesivas.

El control de tensión ejercido por el SVC puede ser descrito mediante la representación simplificada de la Figura 1.9, en donde el sistema de potencia es modelado como una fuente de tensión V_s y una impedancia equivalente X_s vista desde los terminales del SVC. Esta impedancia corresponde a

$$X_s = \frac{V_b^2}{S_c} \cdot S_b \text{ [pu]} \quad (1.4)$$

en donde S_c corresponde a la potencia aparente (MVA) en un cortocircuito trifásico en la barra del SVC, V_b es la tensión base fase-fase y S_b es la potencia base.

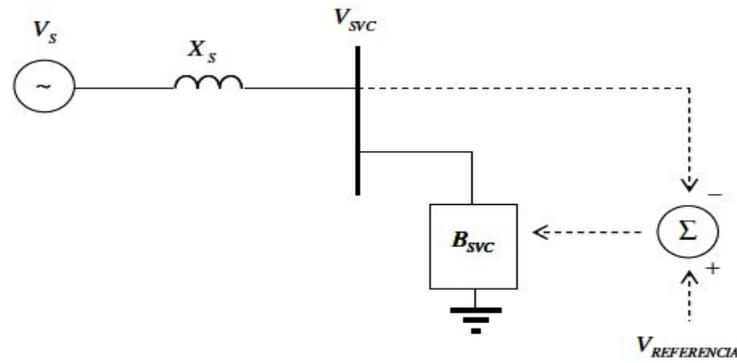


Figura 1.9 – Diagrama de bloques simplificado de un SEP y el sistema de control del SVC.

Si el SVC entrega una corriente reactiva I_{svc} , entonces en ausencia del controlador de tensión la tensión en la barra del SVC corresponde a

$$V_s = V_{svc} \angle 0^\circ + (I_{svc} \angle -90^\circ)(X_s \angle 90^\circ) \quad (1.5)$$

lo que implica que

$$V_s = V_{svc} + I_{svc} X_s \quad (1.6)$$

La corriente causa una caída de tensión de $I_{svc} X_c$ en fase con el voltaje del sistema V_s . El voltaje en la barra del SVC decrece con corrientes de tipo inductivo, pero crece con corrientes capacitivas. Esto implica que el SVC es más efectivo controlando tensiones en sistemas “débiles” (alta impedancia X_s) y menos en sistemas “fuertes” (bajo X_s).

La característica dinámica del SVC describe la compensación de potencia reactiva provista por el SVC en respuesta a la variación en el voltaje en sus terminales. La intersección de la característica dinámica del SVC y la carga de la línea señala el punto de operación del SVC, como se ilustra en la Figura 1.10.

La acción del control de voltaje en el rango lineal puede ser descrita como

$$V_{svc} = V_{REFERENCIA} + X_{SL} I_{svc} \quad (1.7)$$

donde I_{svc} es positiva si es inductiva y negativa si es capacitiva.

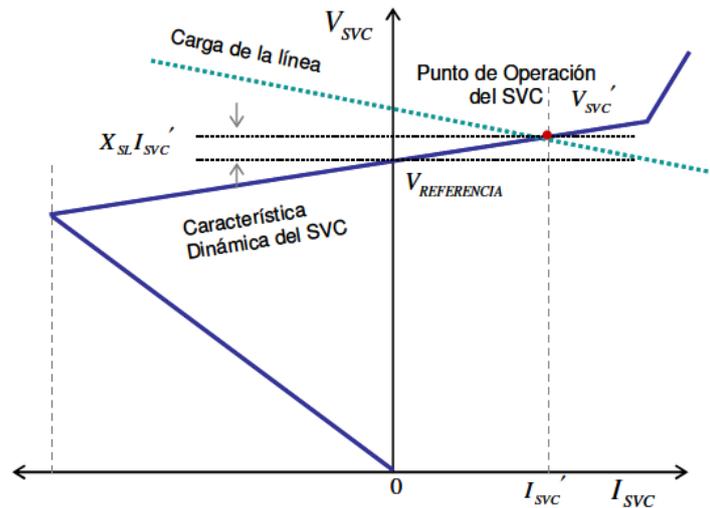


Figura 1.10: Característica del sistema de potencia y el SVC.

Un aspecto interesante para destacar, corresponde a las ventajas que acarrea el uso de una pendiente (típicamente entre 3% y 5%) en la característica V-Q. La Figura 1.11 muestra dos características de un SVC: la primera ($OA'B'C'$) incorpora una pendiente finita, mientras que la segunda ($OABC$) es plana. Si se asume que la carga de la línea varía entre L_1 y L_2 , el rango de potencia reactiva del SVC necesaria para proveer la regulación de voltaje va de Q_{Cm} (capacitivo) a Q_{Lm} (inductivo), como se aprecia en la característica $OABC$. Sin embargo, si se acepta la introducción de una pendiente en la característica, los máximos requerimientos de potencia reactiva son Q'_{Cm} (capacitivo) y Q'_{Lm} (inductivo). Evidentemente, $Q'_{Cm} < Q_{Cm}$ y $Q'_{Lm} < Q_{Lm}$. Es decir, para un rango de potencia reactiva mucho más bajo (y por lo tanto, a un costo mucho menor) es posible cumplir con los mismos objetivos de control de tensión.

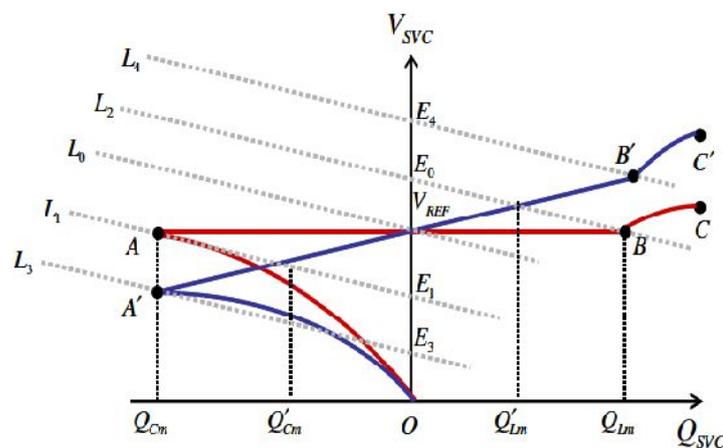


Figura 1.11: Reducción del rango de potencia reactiva producto de la pendiente en la característica del SVC.

Otras ventajas asociadas al ajuste de la pendiente son las de prevenir que el SVC alcance sus límites de capacidad frecuentemente y la de facilitar la distribución de potencia reactiva entre múltiples compensadores operando en paralelo

1.3.3 Principales aplicaciones del SVC en los Sistemas de Potencia.

Dentro de la gama de dispositivos SVC que existen hay disímiles aplicaciones para los cuales se utilizan los mismos, siempre partiendo del tipo y modelo que se esté analizando. En el siguiente trabajo se mencionan las principales aplicaciones partiendo de la utilidad para el contenido del siguiente proyecto.

- **Aumento de la capacidad de transferencia de potencia en estado estacionario.**

Un SVC puede ser utilizado para mejorar la capacidad de transferencia de potencia de una línea de transmisión, la que a su vez corresponde al límite de potencia de estado estacionario [11, 12]. Considérese un sistema de una máquina sincrónica y una barra infinita, unidas a través de una línea caracterizada por una reactancia X , con tensiones en las barras de $V_1 \angle \delta$ y $V_2 \angle 0^\circ$ respectivamente; la potencia activa transferida desde el generador a la barra infinita se puede expresar como:

$$P = \frac{V_1 V_2}{X} \sin \delta = \frac{V^2}{X} \sin \delta \quad (1.8)$$

La potencia varía como una función sinusoidal de la diferencia angular de los voltajes entre las barras (Figura 1.12). La máxima potencia en estado estacionario que puede ser transmitida a través de la línea sin la compensación de un SVC corresponde a aquella en que $\delta = 90^\circ$, es decir

$$P_{\max} = \frac{V^2}{X} \quad (1.9)$$

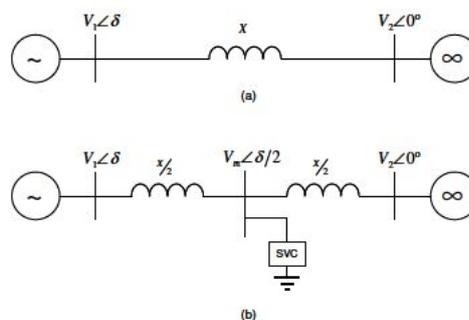


Figura 1.12: Sistema de un generador y una barra infinita: (a) sin compensación y (b) con un SVC.

Si la línea es compensada mediante un SVC ideal (es decir, con un rango ilimitado de potencia reactiva) conectado en su punto medio, se tiene que

$$V_{SVC} = V_m \angle \frac{\delta}{2} \quad (1.10)$$

Suponiendo que $V_m = V$, se llega a que

$$P_c = \frac{2V^2}{X} \sin \frac{\delta}{2} \quad (1.11)$$

función que es representada gráficamente en la Figura 1.13

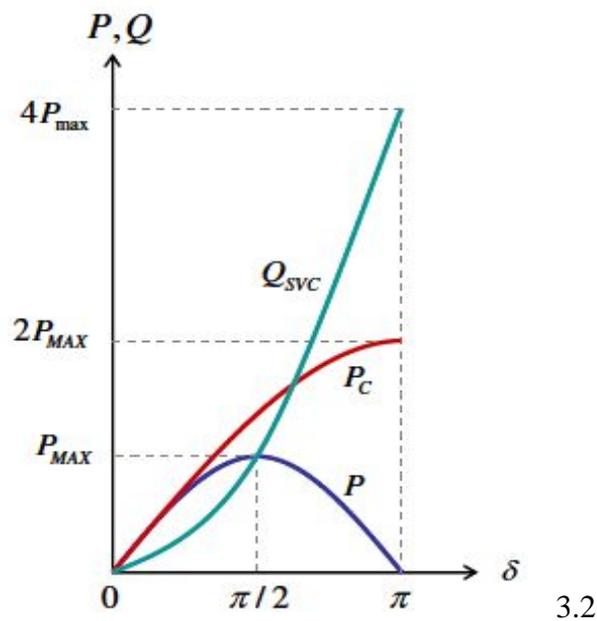


Figura 1.13: Variación del flujo de potencia real y de potencia reactiva en el SVC.

La potencia máxima transmisible a través de la línea está dada por

$$P_{C\max} = \frac{2V^2}{X} \quad (1.12)$$

que corresponde al doble de la potencia del caso no compensado y ocurre en $\delta/2=90^\circ$. Es decir, la localización en un punto medio de la línea de un SVC duplica el límite de potencia activa en estado estacionario y a su vez, incrementa el rango de diferencias angulares entre la máquina y la barra infinita de 90° a 180° .

Se demuestra que los requerimientos de potencia reactiva Q_{SVC} en el punto medio a generar provistos por el SVC para la estabilización de los voltajes están dados por la ecuación

$$Q_{SVC} = \frac{4V^2}{X} \left(1 - \cos \frac{\delta}{2}\right) \quad (1.13)$$

Para cumplir con los rangos expuestos en la Figura 1.13, se debe contar con un SVC capaz de generar una potencia reactiva tan alta que su uso no es económicamente factible [11, 12].

La Figura 1.14 presenta una curva que se ajusta a valores de Q_{SVC} mucho más realistas. A pesar de eso, los efectos del SVC conectado en la mitad de la línea son evidentes.

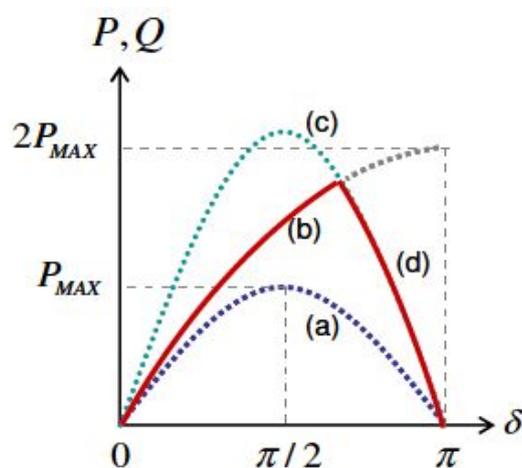


Figura 1.14: Curva P - de un sistema de un generador y una barra infinita.

La curva (a) representa el caso no compensado; la (b) corresponde al caso con un SVC de capacidad ilimitada conectado a la mitad de la línea ($Q_{SVC}=4P_{max}$); la curva (c) presenta el comportamiento para un condensador fijo con la misma capacidad del SVC ideal; y finalmente, la curva (d) representa a un SVC con capacidad limitada ($Q_{SVC} = 2P_{max}$).

El límite de operación de una línea impuesto por la máxima capacidad de transmisión de potencia activa (límite térmico), puede no ser el aplicado en la operación real, debido a limitaciones ligadas a la estabilidad. Razón por la cual, para preservar la estabilidad del sistema, o bien, evitar excursiones de tensión bajo los límites permitidos en una situación post-falla, se impone un límite para el transporte de energía, que es menor al señalado por la capacidad térmica de los conductores de la línea.

- **Aumento de la estabilidad transitoria.**

a) Curvas P -

Considérese un sistema similar al de la figura 1.12 que contempla el caso sin compensación y con un SVC conectado en la mitad de la línea. Se asume que ambos sistemas transmiten la misma potencia y que ambos están sometidos a la misma falla en los terminales del generador por el mismo lapso de tiempo. Las curvas $P-\delta$ resultantes son las siguientes:

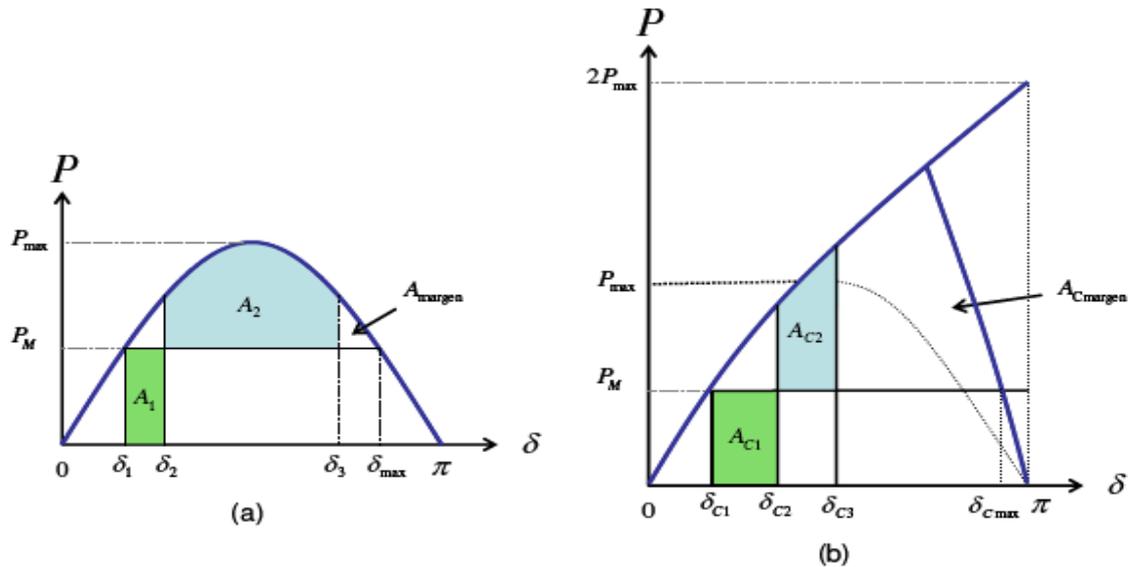


Figura 1.15: Márgenes de estabilidad transitoria:(a) caso compensado y (b) caso no compensado

El punto de operación inicial en ambos casos en estudio corresponde a $\delta_1 = \delta_{C1}$, que define la intersección con la potencia mecánica P_M . En el caso de una falla trifásica a tierra en los terminales del generador a pesar de que la corriente de corto circuito aumenta enormemente la potencia activa entregada por el generador se reduce a cero. Dado que la potencia mecánica es invariante el generador acelera hasta que se produce el despeje de la falla, es decir cuando el ángulo del rotor alcanza los valores δ_2 y δ_{C2} , y se ha acumulado la energía acelerante A_1 y A_{C1} en los sistemas sin compensación y compensado respectivamente. Una vez aislada la falla la potencia eléctrica excede a la mecánica por lo que la máquina tiende a desacelerar. Sin embargo, el ángulo del rotor continúa aumentando hasta δ_3 y δ_{C3} , dada la energía cinética presente aún en el rotor.

Este proceso continúa hasta que las áreas A_2 y A_{C2} , (que representan la energía desacelerante), sean iguales a A_1 y A_{C1} .

En ambos casos se alcanza a una operación estable si los ángulos δ_3 y δ_{C3} , no sobrepasan los límites dados por δ_{max} y δ_{Cmax} respectivamente. Mientras mayor sea la diferencia con respecto a los límites, mayor será el margen de estabilidad transitoria del sistema (definido en este caso como margen A_{margen} y $A_{Cmargen}$). Claramente, $A_{Cmargen}$ es mayor que A_{margen} , por lo que se constata el aumento de dicho margen con un sistema compensado mediante un SVC, dada la

capacidad de este dispositivo para aumentar la capacidad máxima de transferencia de potencia por una línea.[11]

b) Modulación de la tensión del SVC

Hasta el momento se ha comprobado que un SVC puede mejorar la estabilidad transitoria del sistema al mantener el voltaje constante en la mitad de la línea. Sin embargo, es posible aumentar sustancialmente este efecto a través de una adecuada variación de la tensión impuesta por el SVC.

Para visualizar de mejor forma la aseveración anterior se presenta el siguiente conjunto de curvas P - reunido en la Figura 1.16.

A medida que la potencia activa entregada por el generador sobrepasa la carga natural de la línea, el SVC comienza a operar en el rango capacitivo. Mientras se mantenga en esta zona, la curva P - se comporta de forma similar a la curva (b), hasta alcanzar el punto A, que señala el límite de la potencia reactiva capacitiva. Más allá de este punto, la curva pasa a comportarse como (c), es decir, representa a un condensador de valor fijo igual al máximo de la potencia capacitiva del SVC. Sin embargo, cuando la potencia entregada por la máquina sincrónica es menor a la carga natural, el SVC se comporta inductivamente. Si se fija el valor de la potencia reactiva del SVC dentro de este rango, la operación es similar a la de la curva (d).

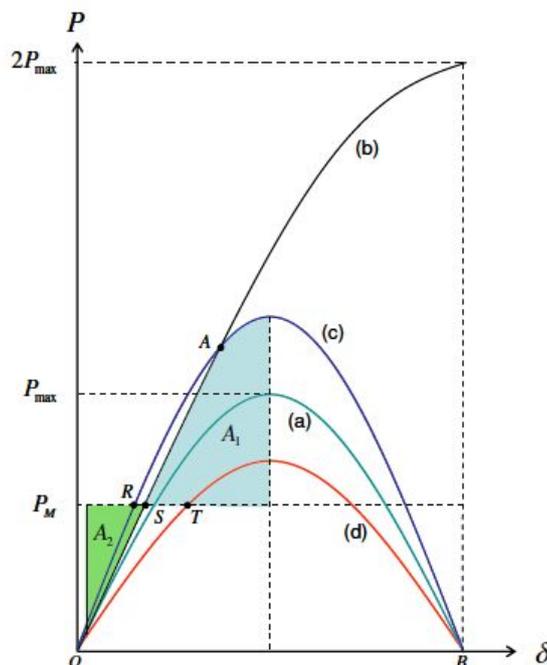


Figura 1.16: Efectos de una adecuada variación de la tensión del SVC.

El área A_1 representa la energía de frenaje (desacelerante) producto de una estrategia basada en mantener constante la tensión en los bornes del SVC. Si se opta por aumentar temporalmente el valor de la tensión, es decir, hacer más capacitivo el SVC, se dispone de una energía desacelerante adicional dada por el área ARS . Aumentar la tensión temporalmente contribuye a restringir las sobreoscilaciones y a su vez, permite un menor tiempo de despeje de falla[13].

Una vez que alcanza su valor máximo, el rotor tiende a suboscilar, lo que debe ser solucionado para asegurar la estabilidad transitoria. La estrategia basada en V_{SVC} constante permite desarrollar una energía acelerante A_2 . Sin embargo, si rápidamente se disminuye el valor de la tensión en forma temporal en el instante de máxima sobreoscilación, se puede contar con un torque acelerante adicional dado por el área OST .

1.3.4 Prevención de colapso de tensiones

El colapso de tensiones es causado por la incapacidad del sistema para suplir la demanda por potencia reactiva en ciertas cargas. Una caída en el voltaje de la carga trae consigo un aumento de la demanda por potencia reactiva, la que de no ser proporcionada por el sistema, repercute en una sucesiva caída de la tensión, lo que involucra nuevamente la necesidad de proporcionar mayor cantidad de potencia reactiva. Bajo esta dinámica, la tensión de la barra decae rápidamente, pudiendo extenderse hacia zonas eléctricas aledañas formando un efecto en cadena que puede incluso provocar un apagón en el sistema[13].

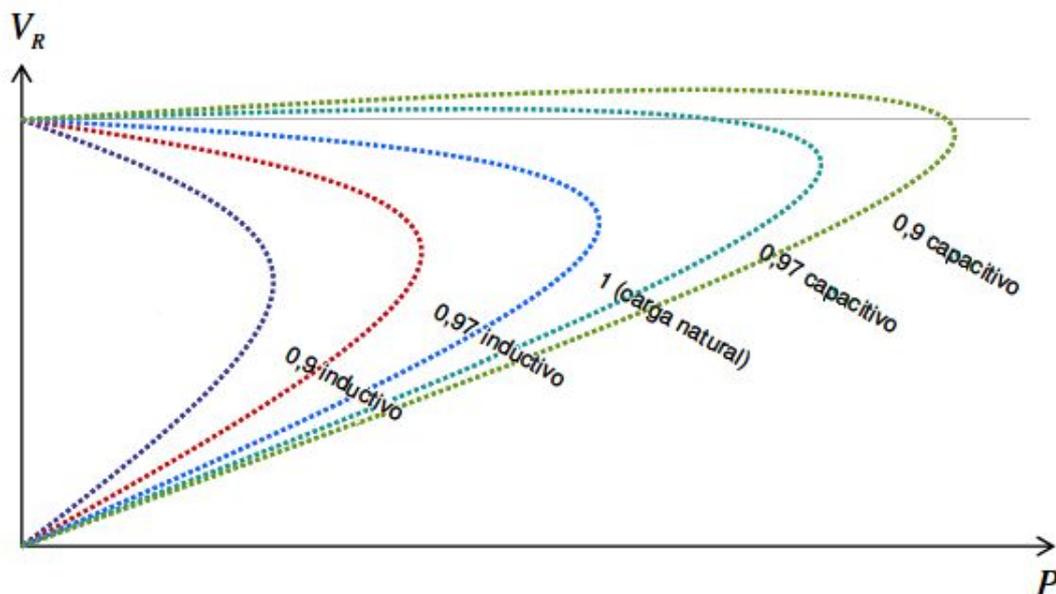


Figura 1.17: Perfil de tensiones en una carga con un factor de potencia variable.

La tensión en una barra de carga suministrada por una línea de transmisión depende de la magnitud de dicha carga, su factor de potencia y la impedancia de la línea (Figura 1.17).

Una situación que puede provocar un colapso de tensiones ocurre ante la caída de un circuito de una línea de transmisión que une a un sistema de potencia con una carga industrial (es decir, con una participación considerable de motores de inducción en el total del consumo). Al ocurrir dicha contingencia, ocurre una caída de la tensión, lo que repercute en el aumento del consumo de reactivos por parte de los motores. Esta situación puede ser corregida si la carga requerida por los motores se proporciona por compensaciones estáticas de la misma magnitud. No obstante, los transientes ocurridos durante la contingencia implican una acción rápida por parte de dichas compensaciones, lo que no es posible con un banco de condensadores de pasos discretos operado con interruptores mecánicos. Un SVC puede proporcionar dicha compensación con la suficiente rapidez, siendo el voltaje final de estabilización una función de su máxima potencia reactiva capacitiva [13].

1.4 Ubicación de los SVC

Para lograr un resultado eficaz de los SVC en los sistemas eléctricos, es necesario realizar un análisis teórico sobre las características de los mismos y a su vez conocer o manejar las posibilidades de ubicación en los sistemas eléctricos; esto permite obtener el máximo de aprovechamiento de las posibilidades que nos brindan los mismos. A continuación se muestran algunos de los criterios posibles que se pueden tomar en cuenta a la hora de seleccionar la ubicación de los SVC.

1.4.1 En centro de cargas importantes

La razón habitual para instalar sistemas SVC en centros de carga, es reducir el efecto de las perturbaciones de la red sobre las cargas sensibles. Puede tratarse de cortocircuitos y/o de la pérdida de líneas importantes de transmisión. Los centros de carga pueden estar al final de una red radial o en un esquema anillo. La característica común de ambas ubicaciones es que las cargas están situadas lejos de grandes centralidades eléctricas [14].

Si se produce un cortocircuito en la red, el SVC detecta la caída de tensión resultante en el sistema y modifica su impedancia para restaurar rápidamente la tensión en la red. Como resultado de la avería, los alternadores del sistema comienzan también a aumentar su potencia reactiva de salida para restablecer la tensión en las máquinas. El SVC asegura que este proceso tenga lugar suavemente, de manera que el efecto del cortocircuito no se note en la ciudad. Al reparar la avería, frecuentemente se produce una sobretensión como resultado de la acción de los excitadores. El SVC contrarresta esta sobretensión transitoria. Debido a la actuación del SVC durante y después de la avería, los cambios de la tensión son prácticamente imperceptibles en los

puntos de carga de la ciudad. Por consiguiente, se puede decir que el SVC aísla la ciudad de los efectos producidos por la avería en el sistema remoto

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

Probablemente, la misión más importante de un SVC es contrarrestar las posibles caídas de tensión que se producen, por ejemplo, durante los picos de carga, momentos en que muchos puntos de carga son vulnerables.

Estas condiciones se producen en zonas de carga situadas relativamente lejos de las centrales, las cuales permitirían obtener un apoyo para la tensión. Al aumentar la carga, la tensión en estos puntos comienza a disminuir. Si una línea importante de transmisión de energía se avería durante una demanda máxima de carga, el riesgo de bajo voltaje de operación es evidente. Este peligro se contrarresta eficazmente inyectando rápidamente una gran cantidad de potencia reactiva en el punto de carga. El centro de distribución debe operar siempre el sistema de modo que esta pueda soportar una perturbación de este tipo. Sin los SVC sería necesaria una mayor capacidad de las líneas de transmisión de energía (potencia de cortocircuito más alta) o un condensador sincrónico para satisfacer este requisito.

1.4.2 En subestaciones críticas

Otra ubicación característica de los SVC está en las barras críticas de la red. Normalmente, estos SVC se instalan para impedir las bajas tensiones durante las variaciones de potencia activa y para evitar sobretensiones o subtensiones temporales excesivas en el caso de que se pierdan estaciones generadoras o líneas de transmisión importantes. Otra misión importante es prestar un continuo apoyo al suministro de tensión durante el ciclo diario de carga para que no sea

necesario tener activadas grandes baterías de condensadores, lo que podría generar condiciones de tensión problemáticas durante, y sobre todo después, de la reparación de de averías graves de la red. La amortiguación de las oscilaciones de potencia es otra misión de los SVC. A condición de que esté ubicado en el punto adecuado de la red, el SVC podrá contribuir a una amortiguación importante de las variaciones de potencia. Esta aplicación de los SVC, se hace cada vez más importante a medida que las compañías eléctricas aumentan la carga de las líneas hasta niveles muy por encima de la carga de impedancia de sobretensión (SIL). De hecho, hay compañías que hacen funcionar sus líneas a dos o tres veces dicha carga. En tales casos, se debe dar prioridad al soporte de potencia reactiva.

1.4.3 En grandes cargas.

También se instalan sistemas SVC en el punto de alimentación de industrias importantes u otros tipos de cargas comerciales. En las acerías, por ejemplo, actúan como compensadores en los hornos de arco eléctrico para asegurar que los demás clientes conectados a la red no tengan problemas con la calidad de la energía que perciben.

Estos compensadores, denominados SVC industriales, se salen del campo que trata este trabajo. Sin embargo, hay un tipo de compensador interesante diseñado para cargas especiales, aunque es todavía un SVC para compañía eléctrica. Se trata del SVC de equilibrio de la carga, utilizado en subestaciones a las que están conectados modernos sistemas de tracción a 50Hz. Actualmente se utilizan los STATCOM en mayor forma.

1.5 Conclusiones Parciales

En este capítulo se tratan las principales características de los FACTS, así como una descripción más detallada sobre los SVC. Como el objetivo principal de dicho dispositivo es la mejora del funcionamiento de las redes eléctricas, se concretaron los siguientes aspectos:

- 1.- Principales aplicaciones de todos los elementos FACTS en los sistemas eléctricos.
- 2.- Los elementos que componen un SVC, sus principios de operación y diferentes tipos, así como su comportamiento en estado estable.
- 3.- Su efecto en el incremento de la transferencia de potencia activa en una línea y en el aumento de los márgenes de estabilidad sincrónica y estabilidad de tensión en un sistema eléctrico.
- 4.- Criterios fundamentales para la posible ubicación de los SVC en un sistema.

Capítulo 2: Fundamentación teórica de las técnicas utilizadas.

Para cumplir con el objetivo fundamental propuesto para este trabajo, se hace necesario, a partir de los antecedentes bibliográficos que se han analizado en el capítulo anterior, tomar como base una metodología para seleccionar y ubicar las contingencias a analizar para la ubicación inicial propuesta del SVC, así como para otras posibles ubicaciones del mismo.

Por otra parte resulta necesario mostrar los fundamentos y técnicas empleadas en los programas computacionales utilizados para efectuar las comparaciones del comportamiento del sistema eléctrico nacional ante las contingencias seleccionadas. Entre estos programas resultan fundamentales un flujo de cargas, para determinar las condiciones iniciales de la red y un programa de estabilidad sincrónica transitoria. La determinación de niveles de corto circuito para comparar características de rigidez de los diferentes nodos del sistema se obtiene de un programa de corto circuitos derivado del programa de estabilidad.

Por lo que en el presente capítulo se tratan los aspectos siguientes:

- Criterios para selección y ubicación de contingencias en los análisis de estabilidad sincrónica.
- Fundamentos de un programa de flujo de carga, basado en el método de Newton-Raphson.
- Fundamentos de un programa de estabilidad sincrónica de corto y mediano tiempo de modelación, basado en el método de integración trapezoidal implícito. Modelación de los elementos que conforman el sistema eléctrico analizado.

2.1 Criterios para la Ubicación y Selección de Contingencias.

Para la selección del tipo y ubicación de contingencias a analizar, con el objetivo de determinar los posibles beneficios de la ubicación de un SVC en un nodo del sistema eléctrico, se toman como base las indicaciones de la referencia [4], para la aplicación de contingencias con vistas a un diseño normal. Estas indicaciones se derivan de las del Northeast Power Coordinating Council (NPCC) de los Estados Unidos de América. Según la referencia mencionada, estas recomendaciones no intentan proporcionar una reproducción exacta de los criterios del NPCC, pero dan una indicación de los tipos de contingencias considerados para el aseguramiento de la estabilidad.

Las contingencias recomendadas son las siguientes:

- Una falla trifásica permanente en cualquier generador, circuito de transmisión, transformador o sección de barras, teniendo en cuenta las posibilidades de re-cierre.
- Fallas permanentes simultáneas de fase a tierra, en dos fases diferentes, en cada uno de los dos circuitos de transmisión de una torre de circuito múltiple, eliminadas en tiempo normal.
- Una falla permanente de fase a tierra en cualquier circuito de transmisión, transformador o sección de barras, con eliminación retardada debido al mal funcionamiento de interruptores, relevadores o canal de señales.
- Pérdida de cualquier elemento sin que ocurra falla.
- Una falla permanente de fase a tierra en un interruptor, eliminada en tiempo normal.

Y como contingencia extrema se incluye:

- Una falla trifásica permanente en cualquier generador, circuito de transmisión, transformador o sección de barras con eliminación retardada y teniendo en cuenta posibles re-cierres.

Estas indicaciones requieren que en las condiciones de operación posteriores a cualquiera de las contingencias anteriores, se mantenga la estabilidad del sistema y los voltajes y cargas de líneas y equipos se queden funcionando dentro de límites aplicables.

Estas contingencias deben aplicarse en aquellos elementos del sistema eléctrico que provoquen las mayores desviaciones de las condiciones iniciales, mediante un programa de valoración de contingencias. De no disponerse de dicho programa, resultan criterios prácticos útiles seleccionar los elementos de mayor capacidad de potencia del sistema, escogiendo entre estos aquellos que estén generando o transmitiendo los mayores bloques de potencia eléctrica.

2.2 Flujo de Carga.

El flujo de carga utilizando como información inicial la magnitud de la carga en cada subestación, la distribución de la generación de potencia activa y los rangos de voltaje de cada unidad generadora del SEP, permite obtener:

- Voltaje y ángulo de todas las barras del SEP.
- Flujos de potencia activa y reactiva en líneas y transformadores.
- Potencia reactiva de las unidades de generación.
- Potencia activa de determinado nodo para compensar las pérdidas de potencia en el SEP y cumplimentar el déficit de generación.
- Pérdidas de potencia activa y reactiva en el SEP.

Esta valiosa información ha permitido un incremento agigantado de su uso para diversos propósitos tal como la evaluación de seguridad ante salidas de líneas, transformadores, cargas y plantas generadoras y en propósitos más complicados como optimización y estabilidad. Además de ser usados para la planificación de la operación, la planificación de la red de transmisión y el control del SEP.

En el flujo de carga se considera que el sistema está balanceado, por lo que se hace una representación monofásica de todos los elementos del SEP. De aquí que todos los estudios que se hacen con flujo de carga sean estudios monofásicos.

El método a usar esta determinado un poco por el tipo de solución que se necesite:

Exacto	ó	Aproximado
No ajustado	ó	Ajustado
Off-line	ó	On-line
Un caso	ó	Múltiples casos

La primera columna relaciona los requerimientos necesarios para un flujo de carga sin restricciones de reactivo o voltajes y estudios de estabilidad y la segunda columna los necesarios para evaluación de seguridad del SEP y otros estudios con mayores restricciones. Existen soluciones que necesitan de una mezcla de propiedades de ambas columnas. Cada aplicación específica tiene sus particularidades y requerirá poseer determinadas características según el estudio a realizar.

2.2.1 Definición del problema.

La definición completa del problema requiere del conocimiento de cuatro variables en cada nodo k del sistema:

P_k : Potencia activa en el nodo k .

Q_k : Potencia reactiva en el nodo k :

V_k : Magnitud de voltaje en k .

δ_k : Ángulo del voltaje en k .

Solamente se conocen “a priori” dos de ellas, el objetivo del flujo de carga es resolver el problema encontrando las restantes variables del nodo.

En forma general se definen tres tipos de nodos:

Nombre	Siglas	Datos	Incógnitas
Voltaje no controlado	PQ	P, Q	V,
Voltaje controlado	PV	P, V	Q,
Balance	B	V,	P, Q

Nodo de voltaje no controlado: Nodo donde se especifica la P_k y la Q_k . En el SEP se corresponde con nodos de carga. Se supone que las P_k y la Q_k no se vean afectadas por variaciones de voltaje en el nodo.

Nodo de voltaje controlado: Nodo donde se especifica la potencia activa total inyectada en el nodo y la magnitud de voltaje que será mantenida constante por una inyección de potencia reactiva en el nodo. Este tipo de nodo corresponde generalmente a aquellos que tengan unidades generadoras que se le fije su potencia activa generada por un gobernador de velocidad y un voltaje por un regulador de voltaje o un nodo donde existe capacitor shunt capaz de brindar la potencia reactiva necesaria para fijar el voltaje.

Nodo de balance: Este nodo surge porque en el sistema no se conocen las pérdidas hasta que no se disponga de todas las magnitudes de las variables en todos los nodos. Por lo que se necesita un nodo donde se inyecte la potencia activa y reactiva necesaria para satisfacer las pérdidas y toda la carga que falte por servir. A este nodo se le fija por tanto el voltaje y ángulo por lo que sirve como referencia para el SEP. Un nodo de voltaje controlado (PV) del SEP se selecciona como balance (B). La analogía en la práctica es la unidad generadora que lleva la frecuencia, aunque no tiene que ser esta necesariamente.

2.2.2 Algoritmos más empleados.

En la literatura consultada se puede constatar que existe un gran número de métodos clásicos para el cálculo de flujos de potencia [15]. Pero están todos enmarcados en tres algoritmos generales:

Métodos de Ybus.

Métodos de Zbus

Métodos de Newton

Los métodos de Newton que se muestran en la literatura son: Newton-Raphson formal, Newton-Raphson desacoplado y Newton-Raphson desacoplado rápido. Estos métodos tienen muy buena convergencia aunque fallan ante problemas mal condicionados. Aprovechan las técnicas de ordenamiento y factorización de matrices esparzas lo que le permite aumentar la velocidad de cálculo y ahorrar los recursos de almacenamiento comparado con los restantes métodos. En la referencia [16] se realiza un estudio comparativo entre diversos métodos.

2.2.3. Newton-Raphson Formal.

En coordenadas polares en este método se utilizan las siguientes ecuaciones:

$$P_k = \sum_{m=1}^n V_k V_m (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sen \theta_{km}) \quad (2.1)$$

$$Q_k = \sum_{m=1}^n V_k V_m (G_{km} \sen \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}) \quad (2.2)$$

donde los elementos de G_{km} B_{km} son los correspondientes a la matriz Y_{bus} .

Siguiendo el procedimiento general se forman las funciones de error según corresponda al tipo de nodo:

- Para nodos PQ:

$$\Delta P_k = P_k^{sp} - P_k$$

$$\Delta Q_k = Q_k^{sp} - Q_k$$

- Para nodos PV:

$$\Delta P_k = P_k^{sp} - P_k$$

En estos nodos no se pueden formular expresiones de errores de reactivo porque no se conoce la Q_{SP} y el V siempre se cero pues el voltaje se mantiene constante.

- Nodo de balance

No tiene ninguna ecuación pues en él no se conoce ni la P ni la Q .

Formando la expresión matricial de los errores en función de los incrementos y la Jacobiana correspondiente nos queda:

$$\begin{bmatrix} \Delta P^{p-1} \\ \Delta Q^{p-1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H^{p-1} & N^{p-1} \\ J^{p-1} & L^{p-1} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta^p \\ \Delta V^p / V^{p-1} \end{bmatrix} \quad (2.3)$$

La primera ecuación de (2.3) representa los errores de potencia activa para todos los nodos PQ y PV y la segunda ecuación representa los errores de reactivo en todos los nodos PQ. La matriz de 4×4 es la Jacobiana. La división de cada error V_p por V_{p-1} no afecta numéricamente el algoritmo y simplifica algunos términos en la matriz Jacobiana.

La representación polar tiene ventajas computacionales con respecto a la forma rectangular. Las ecuaciones de P_k solo están presentes en los nodos PQ y PV y las Q_k solo en los nodos PQ. En los sistemas más viejos el uso de funciones trigonométricas aumentaba el tiempo de cálculo, hoy día eso no es una limitante.

Las submatrices de la Jacobiana son porosas igual a la Ybus. Para solucionar eficientemente el problema, se utilizan técnicas de factorización y ordenamiento.

Algoritmo general:

1. Establecer valores iniciales de voltajes y ángulos para todos los nodos PQ. El voltaje se puede tomar igual al de balance y el ángulo como cero.
2. Obtener los valores de P , Q , H , J , N , L por las expresiones anteriormente relacionadas. Así como Q_i para los nodos PV.
3. Si se ha logrado una convergencia inicial, continuar; si no pasar a 7.
4. Comprobar para los PV si las Q_i están dentro de los límites permisibles. En aquellos nodos donde se infrinjan los límites se cambian a PQ, estableciendo el Q_i y los términos de J y L correspondientes.
5. Si se ha alcanzado la convergencia definitiva o el número máximo de iteraciones permisibles pasar a 8.
6. Determine la inversa de $[J]$.
7. Obtener los nuevos valores de V_i y δ_i , mediante la aplicación de (2.3), incremente el número de iteraciones y retorne al punto 3.
8. Obtener la P y la Q del nodo de balance y los flujos de potencia por las ramas.

Principales características

Este método ha sido ampliamente usado en todo el mundo por su característica de convergencia y velocidad de cálculo. Sus principales características son:

Tabla 2.1: Ventajas y desventajas del método NRF

Ventajas	Desventajas
Razón de convergencia cuadrática.[17]	La convergencia se afectada por los estimados iniciales de las variables.[4]
El tiempo de cálculo crece linealmente con el tamaño del sistema. [4]	Maneja una gran cantidad de información lo que le aumenta los requerimientos de almacenamiento.

Puede resolver sistemas fuertemente cargados incluso con defasajes superior a los 90°. [17]	Se necesita recalcular la Jacobiana en cada iteración.
La solución no es perturbada por sistemas mal condicionados ni es crítica la localización del nodo de balance.	La rugosidad de la función en la región de interés puede demorar la convergencia, fallar totalmente o conducir a una solución no útil.[17]

De todos los métodos analizados resulta el más ventajoso atendiendo a velocidad de cálculo y seguridad de convergencia el N-R Desacoplado Rápido para redes de alta relación X/R y para todo tipo de red el N-R Formal. El Formal presenta una característica cuadrática de convergencia y el NRDR una lineal. Sin embargo NRDR reduce significativamente el esfuerzo computacional y a pesar de incrementar el número de iteraciones es más rápido en tiempo de cálculo que el Formal [4, 17].

2.2.4. Modelación de los elementos del sistema para el Flujo de Carga.

Los elementos que se han utilizado en este trabajo para el flujo de carga son las máquinas sincrónicas, las cargas, las líneas de transmisión, los transformadores y los SVC.

Para las máquinas sincrónicas la información necesaria está dada por los límites de potencia activa y reactiva, y si su operación se hace controlando voltaje o a factor de potencia constante, en cuyo caso se dan los límites de voltaje del nodo a que está conectada la máquina o el valor del factor de potencia a que trabaja la misma.

Las cargas están dadas por los valores de P y Q de carga de cada nodo y se consideran todas a P y Q constantes.

Para las líneas de transmisión y los transformadores se utilizan las submatrices de secuencia positiva que se muestran en la representación de estos elementos para la estabilidad sincrónica, donde se incluyen los valores de sus impedancias y en el caso de los transformadores además se especifica el “tap”.

Para los SVC, puesto que el flujo que se utiliza es balanceado, la representación depende de si el mismo está trabajando dentro de la zona de operación o fuera del rango de control. Así se tiene:

- **SVC dentro del rango de control.**

Tomando como referencia la figura 1.7, el rango de control de un SVC se define como:

$$I_{\min} < I_{SVC} < I_{\max}$$

$$V_{\min} < V < V_{\max}$$

En este rango el SVC se representa como un nodo PV en una barra auxiliar, con $P=0$ y $V=V_{ref}$, el cual se conecta al nodo de acoplamiento al sistema por una reactancia X_{SL} que es equivalente a la pendiente de la característica V-I del SVC. El nodo de acoplamiento es un nodo PQ con $P=0$ y $Q=0$, tal como se muestra en la Figura 2.1.

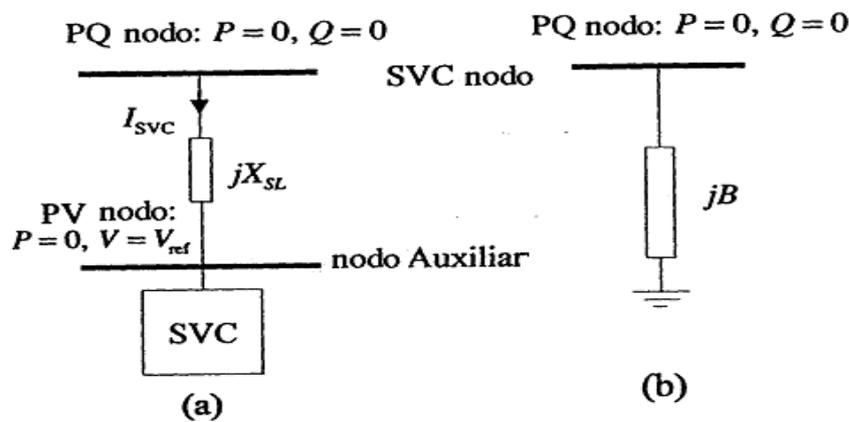


Figura 2.1: SVC el modelo para la operación dentro del rango de control (a) y modelo para la operación fuera del rango de control (b)

- **SVC fuera del rango de control.**

Para esta situación el SVC se representa como un elemento shunt con susceptancia jB , como se muestra en la figura 2.1. En dependencia del punto de operación, B se define:

$$\text{Si } V < V_{\min} \quad \text{como} \quad B = \frac{1}{X_C}$$

$$\text{Si } V > V_{\max} \quad \text{como} \quad B = -\frac{1}{X_L}$$

Donde X_C y X_L son las reactancias del capacitor y del reactor del SVC.

2.3 Estabilidad Sincrónica.

En los estudios de sistemas multimáquinas, que permiten describir el comportamiento del sistema a partir de grandes disturbios durante períodos de tiempo que involucren múltiples oscilaciones, se utilizan modelos complejos, tanto para las máquinas sincrónicas como para los sistemas de control de velocidad de las mismas. Los estudios de estabilidad de los sistemas eléctricos de potencia han sido objeto de una clasificación, donde uno de los factores fundamentales que interviene en la misma es el tiempo de simulación del fenómeno analizado. En los estudios de estabilidad transitoria o de corto plazo se analiza el sincronismo de los generadores desde el momento de la perturbación hasta unos 10s después como máximo, y en

los estudios de estabilidad a medio plazo se lleva a cabo el análisis del comportamiento de la frecuencia para períodos de tiempo intermedios (10s hasta unos pocos minutos) [4]. La modelación de los elementos del sistema, a medida que se incrementa el rango de tiempo del estudio, varía de manera uniforme a través del sistema de transmisión, generación, turbina y caldera. En todos estos estudios de estabilidad se desprecian los efectos transitorios de la red, debiéndose representar con gran rigor los efectos electromagnéticos del generador y en dependencia de la exactitud del estudio realizado y del tiempo de simulación del mismo se deben representar sus controles automáticos, mientras que solo en los análisis de largo plazo (hasta decenas de minutos) se toma en cuenta la respuesta de dispositivos más lentos de suministro de energía a los motores primarios, como son calderas, sistemas hidráulicos, reactores nucleares, etc.

Por sus características de modelación el programa de análisis de estabilidad utilizado permite realizar análisis a corto y mediano plazo en dependencia de los datos que utilice el analista que explote el programa. Resulta necesario para los efectos de esta tesis señalar que el empleo en este programa de una representación de las fallas por inclusión de elementos desbalanceados, así como la modelación de todos los elementos mediante matrices de secuencia, sin recurrir a equivalentes de secuencia, representan aspectos muy particulares para la simulación de los diferentes tipos de perturbaciones.

2.3.1 Modelos de Máquinas Sincrónicas.

Uno de los objetivos fundamentales que se persigue cuando se realiza un estudio de estabilidad es la determinación del grado de sincronismo que existe entre las diversas máquinas sincrónicas (generadores o compensadores) presentes en la red, a partir de modificaciones a las condiciones de operación del sistema. La modelación de cada máquina, tanto en el aspecto eléctrico como en el aspecto mecánico, desempeña un papel esencial dentro del análisis de la estabilidad, por lo que el grado de detalle que se hace necesario utilizar en la representación de la misma, se corresponde con el propósito del estudio a realizar y sus pretensiones de exactitud.

Ecuaciones Mecánicas.

Las ecuaciones mecánicas de una máquina sincrónica están muy bien establecidas, bajo las siguientes consideraciones:

- La velocidad del rotor está próxima a la sincrónica.
- Las pérdidas rotacionales por fricción y batimiento se desprecian.

- La potencia entregada al eje es constante, excepto por los resultados de la acción del gobernador de velocidad.

De esta forma se obtienen las dos ecuaciones diferenciales de primer orden, escritas en forma de variables de estado, que describen el movimiento mecánico de esta máquina y que pueden ser fácilmente resueltas utilizando cualquier método de integración digital.

$$\frac{d\omega}{dt} = \frac{1}{Mg} [P_m - P_e - Da(\omega - 1)] \quad \text{p.u./s/s.} \quad (2.4)$$

$$\frac{d\delta}{dt} = 360f_0(\omega - 1) \quad \text{grados eléctricos/s.} \quad (2.5)$$

En la ecuación (2.4), ω es la velocidad, Mg el momento angular, $\dot{\omega}Mg$ es la potencia de aceleración, P_m es la potencia de entrada mecánica, P_e es la potencia eléctrica generada en los enrollados del estator y Da es el coeficiente de amortiguamiento mecánico, medido en p.u./p.u./s, que introduce un efecto de frenaje que se opone al movimiento relativo del rotor con respecto a la velocidad sincrónica $2\pi f_0$, y que es debido a las corrientes parásitas inducidas en el hierro del rotor o en los devanados amortiguadores. La ecuación (2.5) muestra, por su parte, la variación del ángulo de potencia δ en función de la velocidad relativa de la máquina con respecto a la velocidad sincrónica.

El momento angular, descrito en la ecuación (2.4), se puede definir por medio de la constante de inercia H_g (medida en MJ/MVA) la cual tiene valores típicos al igual que las reactancias en p.u., así.

$$Mg = 2.G.H_g \quad \text{p.u./s/s.} \quad (2.6)$$

donde G es la potencia aparente de la máquina en p.u sobre la base del sistema.

Del análisis de estas expresiones se observa, por ejemplo, que cuando en un generador sincrónico con una relación X/R grande ocurre un cortocircuito trifásico en sus terminales, en los primeros instantes que siguen al mismo, la potencia eléctrica que entrega la máquina cae bruscamente a cero, mientras que la potencia mecánica de entrada aplicada a su eje permanece constante, independientemente de que la máquina cuente o no con algún que otro control de velocidad. Esto trae como resultado que la máquina comience un proceso progresivo de aceleración, con el consiguiente aumento del ángulo de potencia.

Los resultados alcanzados con la solución de las ecuaciones (2.4) y (2.5), referentes a las velocidades y los ángulos de todas las máquinas consideradas en el estudio, permiten concluir el

grado de estabilidad del sistema a partir de alteraciones producidas en sus condiciones normales de operación.

Ecuaciones Eléctricas.

La dinámica de la máquina sincrónica, durante los regímenes transitorios presentes en el sistema, conllevan a que su comportamiento pase por diferentes estados (subtransitorio, transitorio y estable). En los primeros ciclos que siguen a un cortocircuito, por ejemplo, la reacción de armadura, con su efecto desmagnetizante, se establece primero a través de la jaula y posteriormente a través del campo. Consecuentemente la corriente del estator disminuye debido a la reducción de la FEM de entrehierro.

A partir de las investigaciones desarrolladas en un inicio por el francés André Blondel y los posteriores aportes hechos por R. E Doherty, C. A. Nickle y R. H. Park sobre la transformación a un nuevo marco de referencia de las ecuaciones eléctricas de la máquina sincrónica [18-20]. Se han realizado muchos trabajos con el objetivo de obtener modelos matemáticos más generales que describan acertadamente la mayoría de los procesos físicos que tienen lugar en estas máquinas durante los regímenes transitorios. Así, se encuentran diversas representaciones que van desde la más sencilla (máquina de cuatro enrollados: los tres de armadura y el de campo), hasta aquella que incluye los efectos transitorios y subtransitorios en ambos ejes (máquina de rotor cilíndrico de 7 enrollados). Modelos más complejos de la máquina, con el fin de representar todos los circuitos eléctricos que se originan durante los procesos transitorios, demuestran que no vale la pena consumir esfuerzos de programación, pues los resultados que se logran no son apreciablemente significativos.

Al igual que para las ecuaciones mecánicas, para las ecuaciones eléctricas se consideran las siguientes aproximaciones:

- La velocidad del rotor, al estar próxima a la sincrónica, se puede suponer constante.
- Las inductancias se consideran independientes de la corriente.
- Las inductancias de los enrollados de la máquina se pueden declarar como constantes, más armónicos fundamentales del ángulo del rotor.
- Los enrollados distribuidos se consideran como enrollados concentrados.
- La máquina se puede representar por una fem detrás de una impedancia.
- Se desprecian las pérdidas de histéresis en el hierro y se tienen en cuenta solamente las corrientes parásitas en los enrollados equivalentes del rotor.

- La reactancia de dispersión solo existe en el estator.

Haciendo uso de estas suposiciones, la teoría clásica permite la construcción de variados modelos eléctricos para los estados estable, transitorio y subtransitorio.

El programa utilizado permite considerar máquinas sincrónicas de diferentes modelos, estableciéndose entonces el modelo real a usar para cada máquina, de acuerdo con los datos disponibles. Así, se recomienda utilizar la variedad de modelos siguientes [17]:

Modelo I. Magnitud de voltaje constante detrás de x'_d . Solo se requieren las ecuaciones algebraicas siguientes :(2.7) y (2.8).

$$E'_q - v_q = r_a i_q - x'_d i_d \quad (2.7)$$

$$E'_d - v_d = r_a i_d + x'_q i_q \quad (2.8)$$

haciendo $x'_d = x'_q$

Modelo II. Máquina de polos salientes con efecto transitorio en el eje d, requiriéndose una sola ecuación diferencial, (2.10). Se utilizan las ecuaciones (2.7), (2.8) y (2.10) con $E'_d = 0$;

$$E'_q - v_q = r_a i_q - x'_d i_d \quad (2.7)$$

$$-v_d = r_a i_d + x'_q i_q \quad (2.8)$$

$$\frac{dE'_q}{dt} = \frac{1}{T'_{do}} [E_f + (x_d - x'_d) i_d - E'_q] \quad (2.10)$$

Modelo III. Máquina de rotor cilíndrico con efectos transitorios en ambos ejes, requiriéndose de 2 ecuaciones diferenciales, (2.9) y (2.10). Se utilizan las ecuaciones (2.7) a la (2.10).

$$E'_q - v_q = r_a i_q - x'_d i_d \quad (2.7)$$

$$E'_d - v_d = r_a i_d + x'_q i_q \quad (2.8)$$

$$\frac{dE'_d}{dt} = \frac{1}{T'_{qo}} [-(x_q - x'_q) i_q - E'_d] \quad (2.9)$$

$$\frac{dE'_q}{dt} = \frac{1}{T'_{do}} [E_f + (x_d - x'_d) i_d - E'_q] \quad (2.10)$$

Modelo IV. Máquina de polos salientes con efecto subtransitorio en los ejes d y q, requiriéndose de 3 ecuaciones diferenciales, (2.10), (2.14) y (2.15). Se utilizan las ecuaciones (2.10) a la (2.12), (2.14) y (2.15).

$$E_q'' - v_q = r_a i_q - x_d'' i_d \quad (2.11)$$

$$E_d'' - v_d = r_a i_d + x_q'' i_q \quad (2.12)$$

$$\frac{dE_q'}{dt} = \frac{1}{T_{do}'} [E_f + (x_d - x_d') i_d - E_q'] \quad (2.10)$$

$$\frac{dE_q''}{dt} = \frac{1}{T_{do}''} [E_q' + (x_d' - x_d'') i_d - E_q''] \quad (2.14)$$

$$\frac{dE_d''}{dt} = \frac{1}{T_{qo}''} [-(x_q - x_q'') i_q - E_d''] \quad (2.15)$$

Modelo V. Máquina de rotor cilíndrico con efecto subtransitorio en los dos ejes, requiriéndose de 4 ecuaciones diferenciales (2.9), (2.10), (2.13) y (2.14). Se usan las ecuaciones de la (2.9) a la (2.14).

$$E_q'' - v_q = r_a i_q - x_d'' i_d \quad (2.11)$$

$$E_d'' - v_d = r_a i_d + x_q'' i_q \quad (2.12)$$

$$\frac{dE_d'}{dt} = \frac{1}{T_{qo}'} [-(x_q - x_q') i_q - E_d'] \quad (2.9)$$

$$\frac{dE_q'}{dt} = \frac{1}{T_{do}'} [E_f + (x_d - x_d') i_d - E_q'] \quad (2.10)$$

$$\frac{dE_d''}{dt} = \frac{1}{T_{qo}''} [E_d' - (x_q' - x_q'') i_q - E_d''] \quad (2.13)$$

$$\frac{dE_q''}{dt} = \frac{1}{T_{do}''} [E_q' + (x_d' - x_d'') i_d - E_q''] \quad (2.14)$$

Los términos i_d e i_q , v_d y v_q , x_d y x_q y r_a representan las corrientes, los voltajes, las reactancias sincrónicas y la resistencia del circuito de armadura en los ejes d y q respectivamente. E_f es el voltaje equivalente detrás de la reactancia sincrónica, proporcional a la corriente de campo y única componente de FEM inducida bajo condiciones de estado estable. E_d' y E_q' son las componentes de eje directo y eje en cuadratura de E' , voltaje proporcional a las

concatenaciones de flujo del campo del rotor . E_d'' , E_q'' son las componentes de eje directo y eje en cuadratura de E'' , voltaje proporcional a las concatenaciones de flujo del enrollado amortiguador del rotor.

Saturación de la Máquina.

Si se desean obtener resultados suficientemente exactos de un estudio de estabilidad, es necesario emplear algún medio para representar la no linealidad entre el flujo mutuo y la FMM de excitación dentro de una máquina. Este efecto se puede tener en cuenta modificando el valor de la reactancia usada para representar la máquina, pero sin embargo, para los efectos del procedimiento de cálculo de las ecuaciones diferenciales, resulta más conveniente mantener fija la reactancia y ajustar el voltaje correspondiente. Se debe tener en cuenta además que el grado de saturación no es el mismo en el eje directo que en el eje en cuadratura.

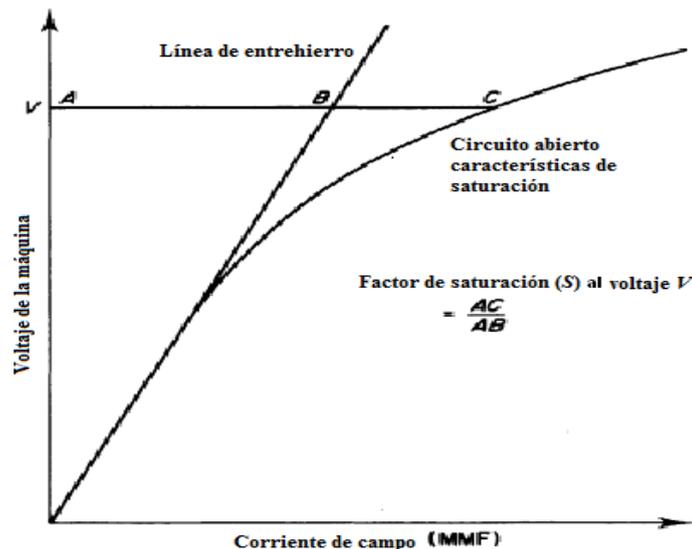


Figura 2.2. Característica de saturación en circuito abierto de una máquina sincrónica.

2.3.2 Controles de Máquinas Sincrónicas.

Otro aspecto importante a tener en cuenta durante la simulación dinámica de un SEP, para tiempos comprendidos entre uno o más segundos, es la modelación de los diferentes controles de la máquina sincrónica. Inclusive, para aquellos sistemas que están operando cerca del límite de la estabilidad, se hace necesario tenerlos en cuenta durante el análisis de la primera oscilación.

El regulador de voltaje (AVR) y el gobernador de velocidad conforman los dos controles principales con que cuenta el conjunto generador-turbina. La gran variedad que existe, teniendo en cuenta, no solo el aspecto constructivo sino además su principio de operación, ha llevado a la

búsqueda de varios modelos matemáticos que se ajusten a cada uno de los requerimientos prácticos. La IEEE, por ejemplo, ha definido estándares de estos modelos con vistas a generalizar el comportamiento de los mismos.

Para el control de voltaje el programa utilizado permite modelar 6 tipos de sistemas de excitación con sus reguladores de voltajes, los cuales se relacionan a continuación:

- Tipo DC1. Sistema de excitación de acción continua rotatoria con escobillas.
- Tipo DC2. Sistema de excitación de acción continua rotatoria sin escobillas.
- Tipo ST1. Sistema auto-excitado con rectificador controlado.
- Tipo AC4. Sistema con excitatriz de CA y rectificación controlada.
- Tipo AC5A. Sistema de excitación de acción continua rotatoria sin escobillas con PID.
- Tipo AC8B. Sistema de excitación de acción continua rotatoria sin escobillas con PID.

Para el control de velocidad se pueden utilizar 11 tipos de gobernadores, con la modelación de cada una de las turbinas respectivas:

- Para turbinas de vapor dos gobernadores electro hidráulicos, uno de ellos con control PI y dos gobernadores mecánico hidráulicos.
- Para turbinas hidráulicas dos gobernadores, uno electro hidráulico y otro mecánico hidráulico.
- Para motores de combustión interna cuatro gobernadores, uno de ellos con posibilidad de control de potencia constante y otro con PID adaptivo.
- Para turbinas eólicas un gobernador con controlador PI para el ángulo de las paletas.

2.3.3 Modelación de las Cargas.

Se utiliza un modelo general equivalente que represente su comportamiento en función de la frecuencia y el voltaje a partir de las siguientes ecuaciones:

$$P = K_p \cdot (V)^{pv} \cdot (F)^{pf} \tag{2.16}$$

$$Q = K_q \cdot (V)^{qv} \cdot (F)^{qf} \tag{2.17}$$

donde K_p y K_q son constantes que dependen del valor nominal de las variables P y Q.

Las cargas estáticas no son afectadas relativamente por los cambios de frecuencia, o sea, los factores pf y qf pueden considerarse cero. Las cargas de potencia constante se representan por pv

y qv cero y las de impedancia constante por pv y qv igual a dos. Se han especificado algunas representaciones de cargas características [17], siguiendo este principio.

2.3.4 Líneas de Transmisión.

Las impedancias en serie y las admitancias en paralelo para el modelo concentrado π de una línea de transmisión media, se muestran en la Figura 2.3.

Como todo elemento serie, la línea contribuye a la formación de la matriz admitancia del sistema, sumando las submatrices $[Y_{ik}]$ y $[B_{ik}]/2$, para las posiciones correspondientes a su envío

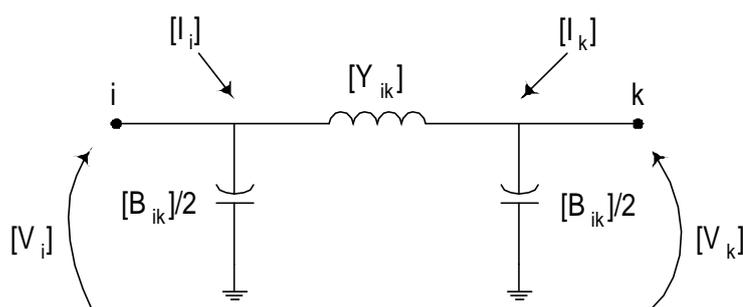


Figura 2.3: Modelo π de una línea de transmisión.

i y a su recibo k (Fig. 2.3), y para las posiciones entre i y k, la submatriz $-[Y_{ik}]$.

Así la matriz admitancia que relaciona los voltajes de secuencia de envío y recibo de la línea con las corrientes de secuencia de envío y de recibo estará dada por:

$$[Y_{ik}]^{012} = \begin{bmatrix} \text{ENVIO} & \text{RECIBO} \\ [Y_{ik}]^{012} + [B_{ik}]^{012} / 2 & -[Y_{ik}]^{012} \\ -[Y_{ik}]^{012} & [Y_{ik}]^{012} + [B_{ik}]^{012} / 2 \end{bmatrix} \quad (2.18)$$

donde:

$$[Y_{ik}]^{012} = [Ts]^{-1} \begin{bmatrix} Y_{aa} & Y_{ab} & Y_{ac} \\ Y_{ba} & Y_{bb} & Y_{bc} \\ Y_{ca} & Y_{cb} & Y_{cc} \end{bmatrix} \cdot [Ts] \quad (2.19)$$

$$[B_{ik}]^{012} = -j[Ts]^{-1} \begin{bmatrix} B_{aa} & B_{ab} & B_{ac} \\ B_{ba} & B_{bb} & B_{bc} \\ B_{ca} & B_{cb} & B_{cc} \end{bmatrix} \cdot [Ts] \quad (2.20)$$

2.3.5 Transformadores de dos Enrollados

El transformador de dos enrollados, al igual que todo elemento serie, contribuye a la formación de la matriz admitancia total del sistema con submatrices que dependen de su conexión, tanto por

el primario como por el secundario. Así en componentes de secuencia la matriz admitancia que representa a un transformador de dos enrollados en general se puede expresar como:

$$[Y_{ips}]^{012} = \begin{bmatrix} Y_{pp}^{PRIM}/a_1^2 & Y_{ps}^{SEC}/a_1 a_2 \\ Y_{sp}/a_1 a_2 & Y_{ss}/a_2^2 \end{bmatrix} \quad (2.21)$$

Donde a_1 y a_2 son los efectos de los taps de primario y secundario respectivamente.

2.3.6 Interruptores

El interruptor, como elemento serie que es, puede modelarse de manera similar a la línea, con la salvedad de que, en este caso, no se tienen en cuenta los efectos capacitivos. Cada interruptor implica un nodo adicional en la modelación de la red, por lo que solo se incluyen aquellos que son imprescindibles durante el estudio. De esta forma, un interruptor se describe mediante la submatriz siguiente:

$$[Y_{ik}]^{012} = [Ts]^{-1} \begin{bmatrix} Y_{aa} & 0 & 0 \\ 0 & Y_{bb} & 0 \\ 0 & 0 & Y_{cc} \end{bmatrix} \cdot [Ts] \quad (2.22)$$

en donde uno de los nodos de enlace (i o k), debe ser creado de forma artificial para poder intercalar el interruptor en la posición deseada. Los valores de admitancias de $1E-10$ y $1E+10$, para los estados de abierto y cerrado respectivamente, muestran buenos resultados durante la simulación.

2.3.7 Fallas

Una falla se trata como un elemento más del sistema. De este modo una falla, ya sea en serie o en paralelo, se representa por una submatriz que se incluye dentro de la matriz admitancia total del sistema, brindando la posibilidad de modelar fallas múltiples y de cualquier tipo de una forma general.

Falla Serie

La modelación de una falla serie se realiza de la misma forma que del interruptor. En este caso, se permite la posibilidad de dar valores de impedancias de arco a cada una de las admitancias de fase representadas por la submatriz (2.22).

Falla Paralelo

La falla paralelo se modela en forma general, como se muestra a continuación.

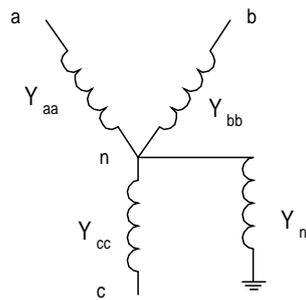


Figura 2.4. Representación general de una falla en paralelo.

Después de reducir por Kron para eliminar el neutro, la submatriz 3x3 que define este tipo de falla y que debe ser añadida en la diagonal correspondiente al nodo fallado dentro de la matriz del sistema [85], será:

$$[Y_f] = [Ts]^{-1} \cdot \begin{bmatrix} Y_{aa} & Y_{ab} & Y_{ac} \\ Y_{ba} & Y_{bb} & Y_{bc} \\ Y_{ca} & Y_{cc} & Y_{cc} \end{bmatrix} \cdot [Ts] \quad (2.23)$$

$$Y_{aa} = Y_a - \frac{Y_a^2}{\sum Y} \quad Y_{bb} = Y_b - \frac{Y_b^2}{\sum Y} \quad Y_{cc} = Y_c - \frac{Y_c^2}{\sum Y} \quad (2.24)$$

$$Y_{ab} = Y_{ba} = -\frac{Y_a Y_b}{\sum Y} \quad Y_{ab} = Y_{ba} = -\frac{Y_a Y_b}{\sum Y} \quad Y_{ab} = Y_{ba} = -\frac{Y_a Y_b}{\sum Y} \quad (2.25)$$

$$\sum Y = Y_a + Y_b + Y_c + Y_n \quad (2.26)$$

Evento

Cualquier estudio de estabilidad que se realice, requiere simular en el tiempo unas u otras condiciones anormales de operación con vistas a determinar la rigidez del sistema, después que ocurren estas averías. Es por ello que se hace necesario hacer un listado de todas las operaciones de interruptores y fallas presentes en la red con sus respectivos tiempos preestablecidos. A cada una de estas operaciones se les denomina evento.

2.3.8 Automáticas

Entre los dispositivos que ayudan a mantener la estabilidad transitoria de un sistema eléctrico de potencia se encuentra la automática. Estos dispositivos actúan, según su ajuste, por cualquier condición crítica de operación, ejecutando acciones preestablecidas [21].

Desde un punto de vista constructivo general, se puede plantear que este dispositivo está formado por tres órganos fundamentales: un sensor, un supervisor y un ejecutor. No quiere esto decir que los tres órganos deban estar presentes en toda automática. Cualquier combinación de ellos puede dar lugar a un dispositivo de este tipo.

El sensor es el órgano encargado de observar la variable de control y determinar si se ha violado algún requerimiento preestablecido. Existen sensores de frecuencia y voltaje en barras y de sobretransferencia, impedancia y marcha asincrónica en ramas. El órgano supervisor, como su nombre lo indica, es el encargado de supervisar el estado de alguna condición, generalmente de los interruptores, con el objetivo de dar confirmación al órgano ejecutor si la acción debe o no ser realizada. El ejecutor, por su parte, es el órgano encargado de realizar todas las operaciones preestablecidas si cumplen las condiciones chequeadas tanto por el sensor como por el supervisor. Estas operaciones pueden estar dadas por cualquier combinación de apertura y cierre de interruptores.

A partir de esta concepción general se incluye en el programa de estabilidad la modelación de las automáticas DAF-RAF (Disparo y Reconexión Automática por Frecuencia), DAV-RAV (Disparo y Reconexión Automática por Voltaje), la Automática de Barras (que actúa por sobre y baja magnitud de voltaje, frecuencia o df/dt), las de disparo por ajuste de baja impedancia, las de marcha asincrónica y las de sobretransferencia. Cada automática tiene también definido un tiempo de retardo en su operación, el cual está determinado por su propio modo de funcionamiento.

2.3.9 Método de Solución de la Red

Se utiliza para la solución de la red el método de la matriz nodal. Así todas las máquinas así como las componentes de carga de la red, se convierten en equivalentes de Norton con las corrientes inyectadas en paralelo con admitancias, las cuales se incluyen en la matriz admitancia de la red para formar una matriz modificada [17]. Esta matriz entonces se invierte o, preferiblemente se factoriza por alguna técnica, de manera que la solución de los voltajes de nodo de la red esté dada por:

$$[V] = [Y]^{-1}[I] \tag{2.27}$$

Se hace una modelación general, donde cada elemento está representado por una submatriz de 3x3. Al hacerse referencia a una modelación general se implica la simulación de cualquier tipo de falla, shunt o serie, simétrica o asimétrica, así como el grado de multiplicidad simultánea de dichas fallas. Así se utiliza la modelación en componentes de secuencia de cada elemento de la

red mediante submatrices de 3x3. Mediante técnicas de ordenamiento y factorización de matrices porosas, diferenciando alternativas para condiciones balanceadas o no, se obtiene a partir de la matriz admitancia la matriz Zbus del sistema. Con esta última y las fuentes de corriente, se emplea el método de Zbus para el flujo de carga de la red.

Una matriz en componentes de fase puede ser representada en componentes de secuencia mediante la siguiente transformación:

$$[Y]_{012} = [Ts]^{-1}[Y]_{ABC}[Ts] \quad (2.28)$$

donde:

$$[Ts] = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \quad \text{siendo } a = -0.5 + j\frac{\sqrt{3}}{2} \quad (2.29)$$

lo cual puede ser utilizado para la representación de elementos a partir de sus componentes de fase, lo cual se realiza en el presente trabajo con algunos elementos, pero la mayor parte de estos se modelan a partir de sus datos en componentes de secuencia.

2.3.10 Representación del SVC

Para los análisis de estabilidad el SVC se representa de forma semejante a los reguladores de voltaje mediante un conjunto de ecuaciones diferenciales y algebraicas que se obtiene del siguiente diagrama de bloques básico del SVC:

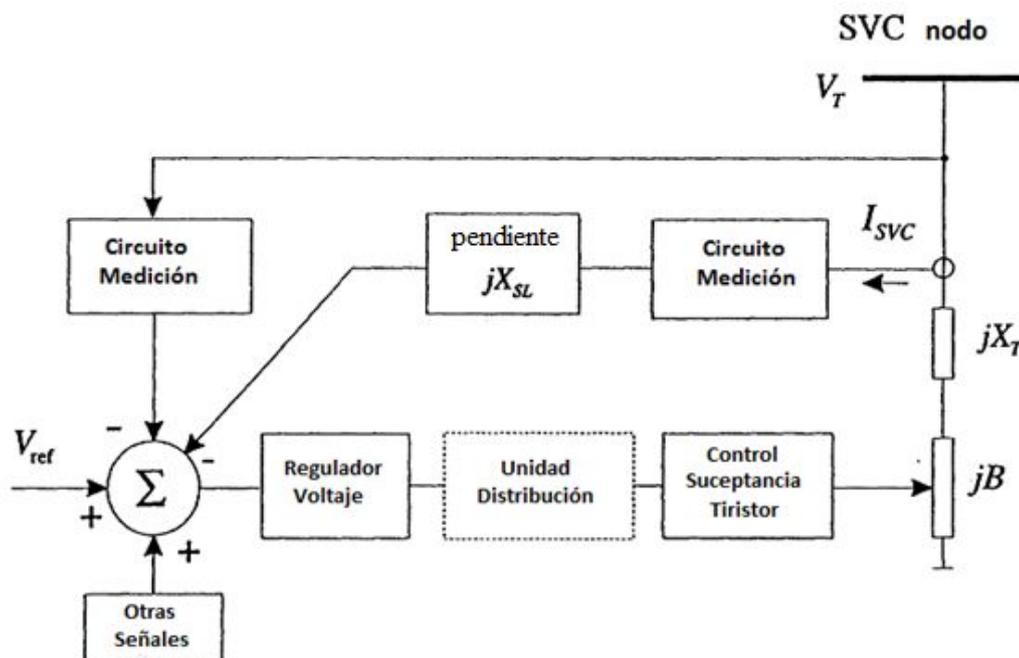


Figura 2.5. Modelo básico del SVC ante el estudio de pequeños y grandes disturbios

Este modelo básico consiste de los siguientes elementos:

- Circuitos de medición y filtraje de voltaje y corriente.
- Un regulador que incluye posibles señales adicionales que se inyectan al punto de referencia.
- Señales de control adicionales utilizadas para mejorar el amortiguamiento.
- Una unidad de distribución que se utiliza cuando se representa un SVC con salida discreta.
- Un modelo del módulo de control de susceptancia a tiristores.

Con esos elementos se implementan los tres tipos de sistemas de control del SVC que se utilizan en el programa:

Modelo IEEE-1. Regulador proporcional.

Modelo IEEE-2. Regulador Integral con Retroalimentación de Corriente.

Modelo IEEE-2. Regulador Integral con Retroalimentación de Susceptancia.

2.3.11 Método de Integración

Se utiliza el método trapezoidal implícito que se deriva de los métodos predictor-corrector como un caso particular de un solo paso. Este método, aplicado a la solución de problemas de estabilidad transitoria de sistemas multimáquinas, tiene como ventaja que, con igual exactitud de respuesta, los tiempos de ejecución son menores ya que no es función de la longitud del paso. La relación entre el número de iteraciones y la longitud del paso no es lineal por lo que existe una longitud de paso óptima que da el menor número de iteraciones por paso.

La extrapolación lineal de las variables no integrables al inicio del intervalo es una adición muy valiosa al método trapezoidal. Aunque no es esencial, se reduce el número de iteraciones por paso. Solamente en el primero, después de una discontinuidad, no se puede usar la extrapolación lineal, ya que ésta a menudo coincide con una gran razón de cambio de las variables integrables. Esto se soluciona con la reducción automática del paso después de una discontinuidad.

La solución al final del paso $n+1$ tiene la forma:

$$y_{n+1} = y_n + \frac{h_{n+1}}{2} (\dot{y}_{n+1} + \dot{y}_n) \quad (2.30)$$

según la cual el método es implícito y requiere de una solución iterativa. La solución podría hacerse directa, incorporando las ecuaciones diferenciales en la expresión anterior y reagrupando para formar ecuaciones algebraicas.

Para la aplicación del método trapezoidal se hace necesario transformar todas las ecuaciones diferenciales a la forma dada por la ecuación (2.30). Su aplicación literal a la ecuación de velocidad de la máquina, por ejemplo, se lleva a cabo de la forma siguiente:

$$\frac{d\omega}{dt} = \frac{1}{M} \cdot (P_m - P_e) \quad (2.31)$$

se sustituye por:

$$\omega_{n+1} = \omega_n + \frac{h_{n+1}}{2} \left[\frac{1}{M} (P_m - P_e) + \frac{1}{M} (P_m - P_{e_{n+1}}) \right] \quad (2.32)$$

donde:

$$M_\omega = \frac{h_{n+1}}{2M} \quad \text{y} \quad C_\omega = \omega_n + M_\omega \cdot (P_m - P_{e_n}) \quad (2.33)$$

obteniéndose finalmente:

$$\omega_{n+1} = C_\omega + M_\omega \cdot (P_m - P_e) \quad (2.34)$$

2.3.12 Subsistemas

Para su estudio, es conveniente dividir el sistema eléctrico de potencia en cuatro subsistemas: el de *transmisión*, compuesto de líneas de transmisión, transformadores de dos y tres enrollados, reactores y capacitores en serie y en paralelo, interruptores y fallas; el de *generación y control* que incluye a los generadores con sus sistemas de excitación, de gobernador-turbina y el de las *cargas* y el subsistema de las *automáticas*. (Fig. 2.6).

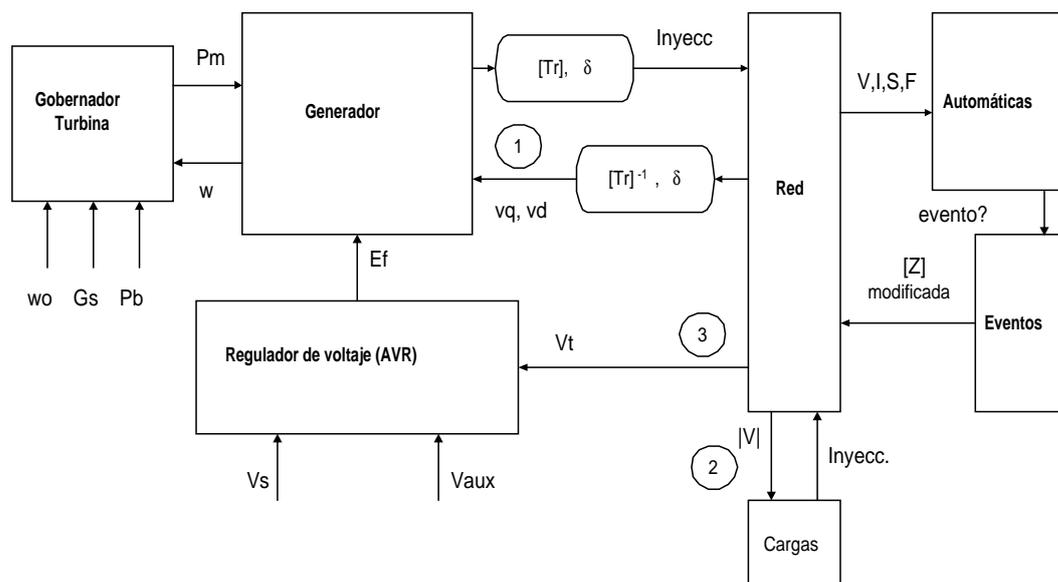


Figura 2.6. Subsistemas del SEP para un estudio de estabilidad.

El proceso general de cálculo para el estudio de estabilidad transitoria se puede describir a partir del esquema mostrado en la Fig. 3.6. Primeramente, y para un instante de tiempo inicial, se procede a formar la matriz admitancia del sistema, a partir de la contribución que aportan los distintos elementos conectados a la red. Además, en este instante, deben ser inicializadas todas las variables del estudio, así como resueltas las condiciones iniciales de las cargas y las máquinas. Luego, en caso que se produzca una modificación de la red, se realiza un proceso iterativo entre la red, el generador y la carga a través de los lazos 1 y 2 Fig. 3.6, hasta lograr convergencia en las fuentes de corriente. Este proceso iterativo se realiza en cada instante del tiempo total de simulación en el que se produzca una variación en la red. A continuación se efectúa un incremento en la variable tiempo y se procede a calcular nuevos valores de las variables integrables, conjuntamente con las variables algebraicas, hasta lograr una convergencia total a través de los lazos 1, 2 y 3. Se determina a continuación el tamaño del siguiente intervalo. Solo entonces se procede a calcular otro nuevo intervalo de tiempo. Aplicando extrapolación en las variables integrables, si no existe modificación en la red. Es necesario aclarar que, antes de incrementar el tiempo, cada automática comprueba, a través de sus sensores, la posibilidad que tiene de activarse o desactivarse, según las condiciones existentes en este intervalo.

2.4 Conclusiones parciales

En este capítulo se describen algunos criterios generales y los fundamentos de los programas computacionales a utilizar en los estudios que se realizarán. Los aspectos concretos son:

- 1.- Se seleccionan los tipos de contingencias que se aplicarán al análisis de la estabilidad sincrónica.
- 2.- Se detalla la información que debe utilizarse en los análisis de flujo de carga y los resultados que se obtienen de los mismos.
- 3.- Se puntualiza la representación de un SVC y de los demás elementos del sistema para los estudios de flujo de carga.
- 4.- Se establecen las aproximaciones hechas para la modelación de un SVC y los demás elementos necesarios en los estudios de estabilidad sincrónica.

Capítulo 3: Criterios aplicados y resultados fundamentales.

En el presente capítulo se expresan los resultados fundamentales obtenidos en la aplicación, así como los análisis correspondientes a los efectos de la ubicación de un SVC con capacidades de generación de 100 MVAR y de 50 MVAR de consumo, en un nodo del sistema eléctrico nacional (SEN), que por propuesta cubana se corresponde con la subestación de 220 kV de Sancti Spíritus. Además se realizan comparaciones de los resultados de esta ubicación con otras posibles ubicaciones en el sistema sobre bases únicamente técnicas.

En este sentido se parte de un SVC con características, capacidades y tipo conocidos, por lo que no se entra en consideraciones de selección de dicho equipo y solo se valoran sus efectos en las condiciones de operación estable, así como en la máxima transferencia de potencia activa del sistema y en las contingencias con respecto a la estabilidad sincrónica.

Cabe señalar que, antes de iniciar el análisis y comparación de las pruebas y resultados se establecen las condiciones que se tomaron como base para la realización de la propuesta. Para ello se ofrecen los principales datos técnicos del SVC utilizado, los criterios aplicados y aspectos que se valoran tanto en los análisis de estado estable como en los de la estabilidad sincrónica, así como la caracterización del SEN.

3.1 Características Técnicas del SVC

El SVC propuesto por la parte cubana, el cual se utiliza en todas las pruebas y análisis efectuados en este trabajo presenta las principales características técnicas siguientes:

- El voltaje nominal por alta y el rango de consumo y generación de reactivo son: 220 kV y un control continuo flexible desde 50 000 KVAR (inductivo) hasta 100 000 KVAR (capacitivo).
- El diagrama eléctrico preliminar se muestra en el Anexo 2, donde se pueden observar de forma esquemática los circuitos de control, de filtraje y de conexión al sistema eléctrico. Aunque no se especifica, se infiere que se trata de un SVC tipo MSC-TCR. Puesto que la capacidad del reactor es de 50 MVAR y el SVC realiza un control continuo desde este valor hasta 100 MVAR capacitivos. Este tipo de SVC tiene un comportamiento dinámico semejante al tipo TSC-TCR, aunque con velocidad de respuesta más lenta.
- El transformador es de 50 MVAR con voltajes nominales de 242 kV, 11 kV y 32 kV para los enrollados de alta y de los circuitos de filtraje y control respectivamente.

- El rango de ajuste del voltaje de referencia es de 220-245 kV. Valor que en toda la literatura técnica se corresponde al voltaje al cual el SVC se encuentra flotando en el circuito, en otras palabras no genera ni consume reactivo. Por lo tanto el circuito de control debe permitir los ajustes de los voltajes mínimos y máximos de la operación lineal del SVC en todo este rango siempre y cuando se mantenga el voltaje de referencia en el rango especificado, de forma que se puede seleccionar la pendiente de la característica lineal en dicho rango.

3.2 Caracterización del SEN

El SEN por la configuración del país se caracteriza por una red de transmisión de 220 kV muy fuerte en las condiciones normales de operación, dado el alto por ciento de generación distribuida en el país con respecto a la generación total. La red de 220 kV tiene doble circuito desde la provincia de Santiago de Cuba y Granma hasta la de Mayabeque, esto es desde Renté y Bayamo hasta Mariel, contando con 23 subestaciones, en este nivel de voltaje. Además en paralelo con la red de 220 kV existe una red de 110 kV, la cual en varias regiones tiene más de un enlace con este nivel de voltaje.

Lo anterior hace que las situaciones críticas de operación se presenten en condiciones de carga mínima del sistema donde pueden provocarse voltajes altos en puntos de la red de 220 kV, por bajas pérdidas de reactivo en la transmisión; o en condiciones de máxima demanda, cuando se produzca déficit de generación disponible en zonas del sistema y se requieran transmitir grandes bloques de potencia entre puntos alejados de la red. En el primer caso las condiciones se pudieran agravar por no disponibilidad de máquinas que ayuden a consumir el exceso de reactivo. La segunda situación puede verse agravada si ocurre con líneas de 220 kV fuera de servicio, por requerimientos de mantenimiento.

Otro aspecto particular que incide grandemente en la operación del SEN es la existencia de un gran centro de carga en La Habana, lo que por lo general ha provocado situaciones de operación críticas en máxima demanda, por la no disponibilidad de plantas grandes cercanas a esta región y se presenta la necesidad de cubrir la misma con las unidades disponibles de la región central y oriental.

Es típico del SEN que los límites de voltaje máximo de operación en los nodos de 220 kV próximos a La Habana estén establecidos en 230 kV, debido a limitantes de algunos equipamientos en esta zona; mientras que al resto de la red se le pueda asignar voltajes máximos típicos hasta 245 kV.

En forma general se puede establecer que resulta importante en condiciones de mínima, que un SVC garantice la limitación de voltaje en la red, mientras que en condiciones de máxima, incremente las posibilidades de transferir potencia activa desde la región oriental hacia occidente y reduzca los efectos de las grandes perturbaciones en la estabilidad sincrónica.

3.3 Aspectos a valorar en estado estable

Los aspectos que se seleccionaron para valorar los efectos del SVC en las pruebas de estado estable fueron: para los resultados del flujo de carga la reserva de reactivo en el sistema, las pérdidas de potencia activa en la red, así como el comportamiento de los voltajes.

Para las comparaciones de máxima transferencia de potencia activa se toma una línea específica, que se corresponda con la línea crítica del sistema para la máxima transferencia, desde oriente hacia occidente, en condiciones de máxima demanda del sistema, teniendo en cuenta lo que se ha expresado en la caracterización del sistema.

A partir del rango de ajuste del voltaje de referencia, se toma como valor máximo de la característica lineal del SVC el valor máximo especificado para el nodo en que está ubicado el mismo y el valor mínimo con 5 kV por debajo de este. Esta selección da una pendiente de 0,033 kV/MVAr para el SVC, lo que se corresponde con un 1,59 %. Esto se realiza con el objetivo de que en el voltaje máximo la compensación sea capaz de consumir su reactivo máximo y mantenga aproximadamente un 2,5 % de reducción de voltaje para su máxima generación de reactivo. Este rango de operación se toma tan estrecho debido a que en condiciones iniciales de operación sin SVC, de las cuales se parte, los valores de voltaje se mantienen próximos al voltaje máximo permitido; por lo que si se toma un valor mínimo del rango del SVC inferior y por tanto un voltaje de referencia menor, tendría que producirse en el sistema una reducción apreciable de voltaje para que el SVC genere reactivo, lo que reduciría sus beneficios en operación estable.

3.4 Criterios para valorar los resultados en la estabilidad sincrónica

Se utiliza la modelación de las máquinas a partir de la información disponible, lo que hace que los modelos utilizados dependan del conocimiento de los parámetros de las máquinas. Para esto se le asigna a cada una un regulador de voltaje y un gobernador de velocidad acorde con el tipo de máquina que se trate, sean plantas térmicas, hidráulicas o grupos electrógenos de generación distribuida con motores primarios de combustión interna. En este sentido se utiliza una automática contra averías disponibles, donde se modela la descarga por frecuencia y voltaje, DAF y DAV, así como una automática auxiliar de marcha asincrónica (MAS) que opera por oscilaciones de potencia y que toma la señal en los terminales de la máquina para desconectarla

en caso de pérdida de sincronismo. El SVC se representa para este análisis dinámico por el modelo IEEE-2 que consiste en un Regulador Integral con Retroalimentación de Corriente (ver Capítulo 2), en este último caso no se tenía ninguna información. Este conjunto de modelos permite hacer corridas hasta mediano tiempo, es decir de más de 10 seg hasta el orden de minutos.

En el Capítulo 2 se expresan los criterios seguidos para la selección del tipo de falla y la ubicación por tipo de elemento. La valoración de los efectos de éstas en la estabilidad sincrónica se realiza comparando el comportamiento durante y después de la falla de las velocidades de las máquinas, los ángulos de sus rotores, los voltajes de los nodos de la red, la generación de reactivo del SVC y un resumen de la operación de las automáticas, donde se tiene la carga por zona desconectada del sistema. De lo anterior se puede efectuar una comparación entre dos condiciones iniciales de operación, lo que permite valorar cuales de las dos condiciones tiene mejor comportamiento para la contingencia analizada. Estas comparaciones se efectúan sobre las mismas bases por lo que las aproximaciones son válidas para ambos casos.

3.5 Criterios de selección de otros lugares de ubicación del SVC

Teniendo en cuenta los aspectos señalados en la caracterización del SEN, así como lo expuesto en el Capítulo 1 sobre el efecto de un SVC en el aumento de la capacidad de transmisión en estado estable y en el aumento de los límites de estabilidad transitoria, se seleccionaron las posibles ubicaciones del SVC, para comparar su comportamiento con respecto a la ubicación original.

Por la configuración de la red de 220 kV, de las 23 subestaciones teóricamente posibles, se eliminaron aquellas donde estaban conectadas las principales plantas térmicas por su influencia en el control del voltaje. De las restantes ubicaciones se eliminaron aquellas que estaban hacia los extremos del sistema, fuera de la zona más crítica para la transferencia de oriente a occidente, fundamentalmente desde Felton hasta Cujae. Posteriormente se eliminaron las subestaciones que solo son puntos intermedios de una sola línea de 220 kV, por su menor efecto en el voltaje de la red de 220 kV.

Por lo tanto las subestaciones que se toman como posibles alternativas de ubicación del SVC son:

Cujae220, Cotorro220, Santa Clara220, Vicente220, Holguin220 y Cueto220.

3.6 Valoración de los efectos del SVC.

Para valorar los efectos del SVC en el SEN a partir de su ubicación en la subestación SSP 220 kV y en otras posibles ubicaciones anteriormente señaladas, se efectuaron varias pruebas, comparando fundamentalmente con respecto a la ubicación propuesta, sus efectos en la operación estable y en las contingencias seleccionadas. En dichas comparaciones se tomaron los criterios antes expuestos y se determinó solo presentar las diferencias con respecto a la alternativa de ubicación en la subestación Vicente220, debido a su notable influencia positiva en el comportamiento del SEN con respecto a la máxima transferencia de potencia de Oriente hacia Occidente y en las contingencias analizadas en la zona central, puesto que para las contingencias en Oriente y Occidente, las diferencias de ubicación en la región central tienen poca influencia.

3.6.1 Estado Estable.

A continuación se analizan por lo tanto para la operación en estado estable los regímenes de mínima, media y máxima con respecto a pérdidas de potencia activa y reservas de potencia reactiva.

- **Régimen de Mínima**

Tabla 3.1. Flujo de Carga. Pérdidas y Reservas P y Q

	Sin SVC	SVC
	Totales	Totales
Pérdidas de P total (MW)	14.5	14.6
Pérdidas de Q total (MVar)	-665.7	-674.0
Reserva de P total (MW)	678.0	677.9
Reserva de Q total (MVar)	937.2	1044.3

En este régimen con el SVC conectado, el mismo consume -14,6 MVar, pues el voltaje en la barra donde está conectado tiene un valor de 243,3 kV sin el SVC, el cual es superior a su voltaje de referencia, V_{ref} . En este estado no hay grandes cargas conectadas y la transferencia de potencia por las líneas no es elevada, las caídas de tensión son pequeñas, lo que demuestra que por lo general ocurren menos problemas de caídas de tensión y los problemas de estabilidad se controlan mejor al haber más reserva de reactivo.

- **Régimen de Media**

Tabla 3.2. Flujo de Carga. Pérdidas y Reservas P y Q

	Sin SVC	Con SVC
	Totales	Totales
Pérdidas de P total (MW)	45.5	45.2
Pérdidas de Q total (MVar)	-348.4	-348.3
Reserva de P total (MW)	354.7	355.0
Reserva de Q total (MVar)	1029.3	1137.1

En este régimen el SVC consume -25,3 MVar, pues se debe a que por las condiciones de voltaje se encuentran conectados varios bancos de capacitores en la zona central del país, además de estar conectados varios grupos electrógenos entregando reactivo a $fp=0,92$, lo que hace que con el SVC desconectado, el voltaje en la barra donde está el mismo esté en 246,7 kV, que es superior a su V_{ref} . Teniendo en cuenta lo anterior es necesario valorar la posibilidad de desconectar capacitores cuando este el SVC en funcionamiento.

- **Régimen de Máxima**

Tabla 3.3. Flujo de Carga. Pérdidas y Reservas P y Q

	Sin SVC	Con SVC
	Totales	Totales
Pérdidas de P total (MW)	62.4	62.2
Pérdidas de Q total (MVar)	-261.9	-269.1
Reserva de P total (MW)	125.5	129.3
Reserva de Q total (MVar)	715.5	819.1

El SVC se encuentra entregando 26,1 MVar, ya que las cargas conectadas son mayores y el voltaje de la barra sin SVC se encuentra por debajo del V_{ref} , por lo que se entrega reactivo. Por lo general es en este estado es donde ocurren los mayores problemas de caídas de tensión y los problemas de estabilidad tienen mayores impactos ya que se cuenta con menos reservas de reactivos, debido a la magnitud de la demanda, a pesar de que el fp sea mejor que en media.

Al hacer un análisis de las tablas anteriores se observa que no hay grandes reducciones en las pérdidas de potencias, ya que el ajuste inicial del sistema se realiza por un despacho de reactivo para máxima reducción de las pérdidas, por lo que además en estado estable el SVC según los valores de reactivo que entrega o consume está prácticamente flotando. Los valores de las pérdidas de potencia reactiva son negativos debido a que el sistema de 220 kV de nuestro país está conformado por doble circuito, lo cual hace que el efecto capacitivo de las líneas sea grande,

lo que demuestra que el reactivo generado por las mismas es mayor que las pérdidas de reactivo en todo el sistema, por lo que de acuerdo a como sea el régimen, este efecto es más o menos notable, según sea la carga conectada en ese momento.

En cuanto a las reservas de potencia activa no hay grandes cambios debido a que el SVC no influye directamente sobre la misma, pero sí se puede plantear que cuando el SVC se conecta hace que la máquina de balance del SEN pueda disminuir su generación de potencia activa y quede con un poco más de reserva de la misma. En cuanto a la reserva de reactivo se observa que hay un aumento de la misma, ya que aquí se le suma los MVar de los dos capacitores internos del SVC menos los MVar que esté entregando.

3.6.1.1 Máxima Transferencia de Potencia en régimen de máxima.

El efecto del SVC sobre la máxima transferencia de potencia se indica a través de las figuras siguientes, las que muestran resultados de dicho estudio. Solamente se presentan los tres casos antes mencionados: sin SVC, con SVC en SSP y con SVC en Vicente.

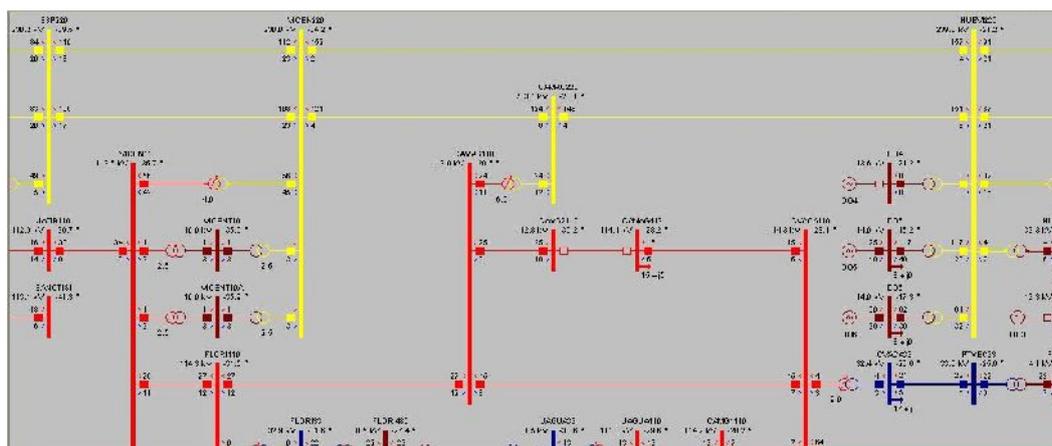


Figura 3.1: Monolineal sin SVC máxima transferencia de potencia

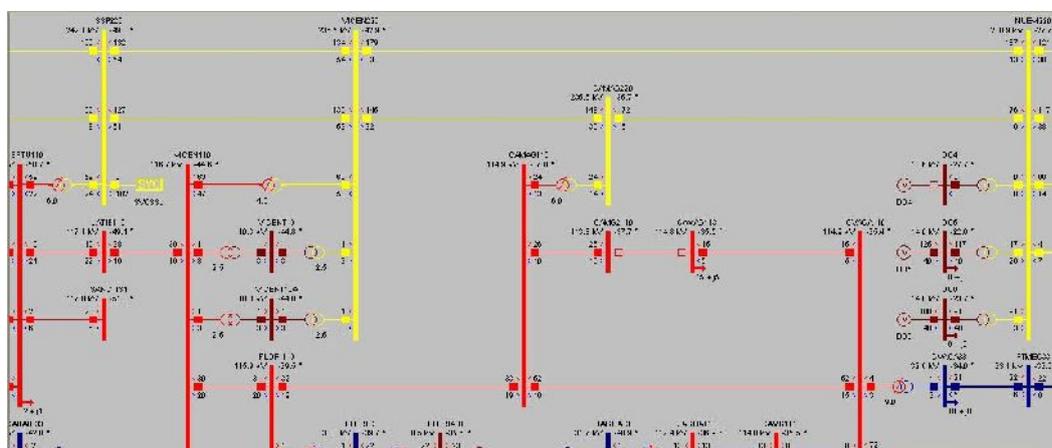


Figura 3.2: Monolineal con SVC en SSP para máxima transferencia de potencia

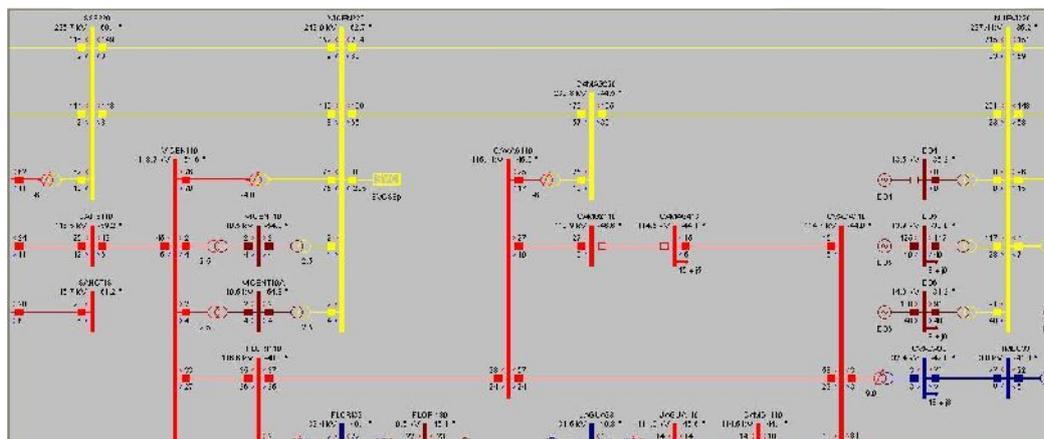


Figura 3.3: Monolineal con SVC en Vicente para máxima transferencia de potencia

Los resultados que se obtienen para la línea crítica, Nuevitas220 a Vicente220, en los límites de operación estable, son los siguientes:

Compensación	Prec(MW)	Vr (kV)	Qiny(MVAr)
Ninguna	152	230	
En S. Spíritus	179	236	102
En Vicente	204	243	205

Aquí se puede apreciar que se producen incrementos del límite de potencia del 18 % y del 34 % para las ubicaciones en S. Spíritus y Vicente respectivamente. Para todas las demás ubicaciones los incrementos que se logran para esta transferencia son inferiores al 34 %. Esto induce a considerar que dicho punto es el más cercano al centro eléctrico del sistema en estas condiciones.

3.6.1.2 Máxima Transferencia de Potencia en régimen de media y mínima.

Los resultados que se obtienen para la línea crítica, que sigue siendo Nuevitas220 a Vicente220 para el estado de media, en los límites de operación estable y que se muestran en el anexo 3, son los siguientes:

Compensación	Prec (MW)	Vr (kV)	Qiny (MVAr)
Ninguna	136	229.9	
En S. Spíritus	147	236.6	102
En Vicente	149	239.4	99

Para este régimen los resultados son prácticamente los mismos para ambas ubicaciones con un incremento de 8 % y 10 % respectivamente. Debe tenerse en cuenta que en este régimen el fp es más bajo en todo el sistema y en particular en la zona occidental, por otra parte la configuración

de la generación de potencia activa es distinta al régimen de máxima. Los casos más críticos de transferencia que ha afrontado el sistema han ocurrido en máxima.

En los análisis de máxima transferencia de oriente a occidente, hechos en régimen de mínimas se ha comprobado, que el SVC tiene muy poca influencia dado que sin él la transferencia máxima en la línea crítica es 226 % mayor que en las condiciones iniciales y la carga total del sistema alcanza un 170 % de la carga inicial. Debe señalarse que en este régimen la línea crítica es la línea de Felton220 a Holguin220. Por lo que no tiene sentido hacer el análisis de este régimen con la ubicación del SVC

3.6.1.3 Consideraciones de las sobretensiones.

En este aspecto las posibilidades de que se produzca este fenómeno en los regímenes de máxima y media son prácticamente nulas, por lo que solo se hicieron pruebas en mínima y en la región oriental, dada la experiencia acumulada. Se hizo dos pruebas, la salida de la única máquina de Nuevitas conectada y de una de las dos máquinas de Felton. En el primer caso con el SVC ubicado en Vicente se obtuvo como resultado que se controlaron todos los voltajes dentro de los rangos establecidos. Para el segundo caso se producen sobretensiones en la región oriental, por lo que se sugiere la ubicación de un reactor de 30 MVAR en la subestación de Felton220, con el cual se mantienen los voltajes en el rango establecido. Estas pruebas se hicieron en estado estable con el flujo de carga.

3.6.2 Estabilidad Sincrónica.

Para el análisis del efecto del SVC en la estabilidad sincrónica del sistema, fue necesario analizar el comportamiento del dispositivo y de su efecto sobre el sistema después de ocurrida una contingencia, para así observar el comportamiento de las máquinas, tanto en las velocidades, ángulos, voltajes en todas las barras de 220 kV, comportamiento del reactivo del SVC y los eventos que ocurren durante la simulación de la perturbación.

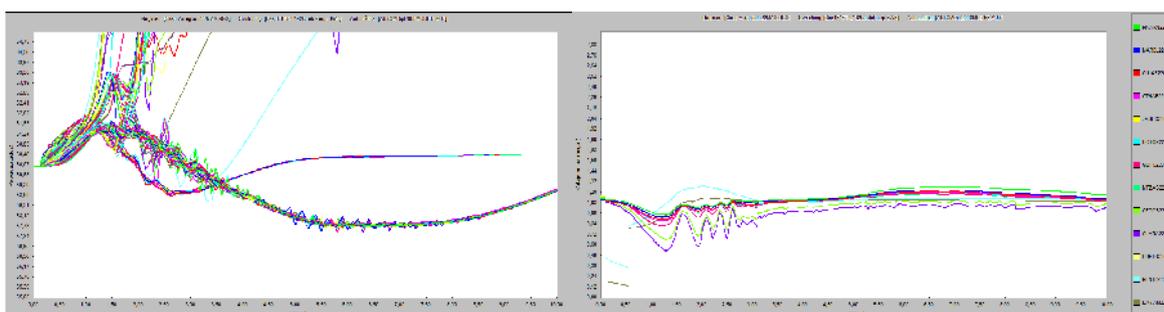
Se seleccionaron tres contingencias, que por sus efectos se ubicaron en las regiones Oriental, Central y Occidental: En la región Oriental se eligió una falla monofásica permanente en la línea 192, Cueto220-Felton220 y se consideró que operan los respaldos por mala operación del interruptor en Cueto, esto deja aislado la zona Oriente Sur del resto del sistema. En la región Central se eligieron fallas monofásicas permanentes y simultáneas en fases distintas de las líneas paralelas Vicente220-SSP220, en la salida de Vicente, por considerarlas en construcción conjunta, teniendo en cuenta apertura y recierre tripolar. Esto provoca la salida de las dos líneas de 220 kV. En Occidente se seleccionó una falla trifásica en la barra de Guiteras, considerando

mala operación de la protección, lo que provoca operación de los respaldos, dejando aislada la subestación mencionada. En el anexo 4 se muestran los detalles de las tres fallas.

A continuación se muestran los resultados de las fallas más importantes:

• **Análisis de fallas en máxima.**

Falla monofásica línea 192 actuando los respaldos sin SVC. Régimen de Máxima.



Velocidad de máquinas

Voltajes en Barras 220 kV

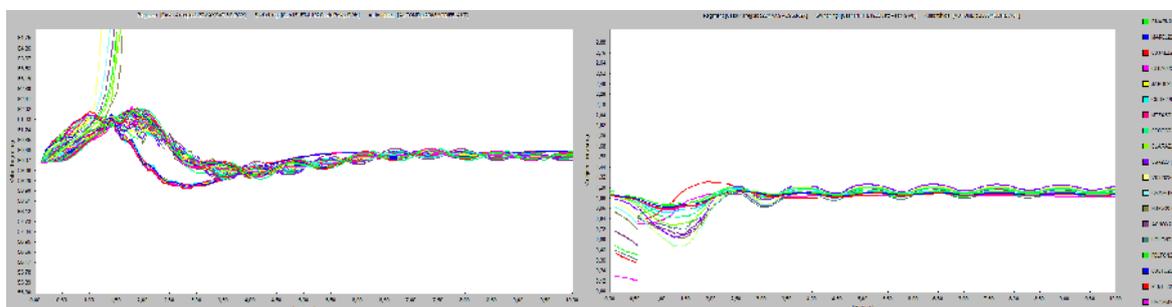
	Zona 1	Zona 2	Zona 3	Zona 4	Zona 5	Zona 6	Zona 7	Zona 8	Totales
DAF I	49.2	146.4	94.7	48.3	24.9		36.4		399.8
DAF II	6.5	8.6		13.6	1.9				30.6
DAV			36.0		69.6	103.4	54.2		263.3

Automática por zonas

DAF (MW) Desconectado: 430.44 Reconectado: 0.00 430.44	DAV (MW) Desconectado: 263.30 Reconectado: 0.00 263.30
--	--

Automática General

Falla monofásica línea 192 actuando los respaldos con SVC en S. Spíritus. Régimen de Máxima.



Velocidad de máquinas

Voltajes en Barras 220 kV

	Zona 1	Zona 2	Zona 3	Zona 4	Zona 5	Zona 6	Zona 7	Zona 8	Totales
DAV						26.3	45.2		71.5

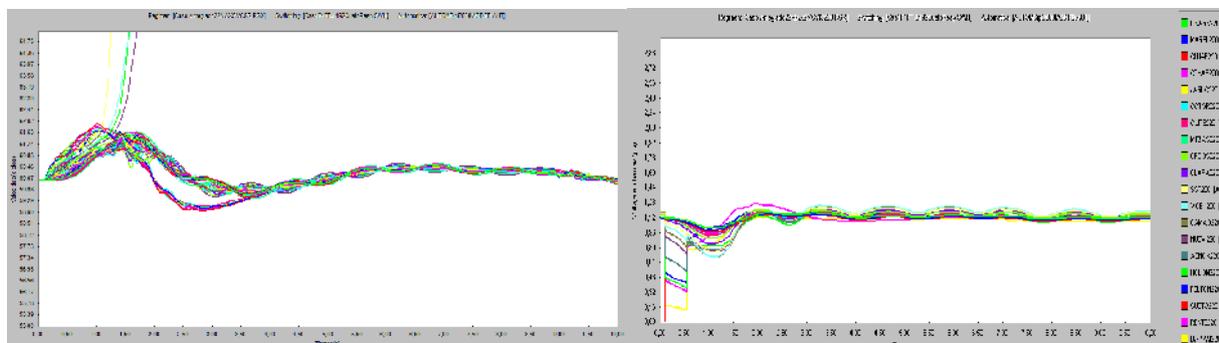
Automática por zona

DAF (MW) Desconectado: 0.00	Reconectado: 0.00	0.00	DAV (MW) Desconectado: 71.54	Reconectado: 0.00	71.54
-----------------------------	-------------------	------	------------------------------	-------------------	-------

Automática general

ORIENTE. En la página anterior se muestran los principales resultados de la falla seleccionada en la zona oriental en la línea 192 de Cueto220 a Felton220, para régimen de máxima. Esta falla provoca la desconexión total de la subestación de Cueto220, quedando el sistema dividido en dos partes. Se observa que sin el SVC conectado se produce una descarga por las automáticas del 22,9 % de la carga total del sistema en los 10 seg iniciales de ocurrida la falla. Quedan con voltajes por encima de 200 kV la región del sistema desde Pinar del Río hasta Santa Clara y la zona de Oriente Sur, quedando no operables las subestaciones de 220 kV desde S. Spíritus hasta todo Oriente Norte, en total 11 subestaciones. Para esta falla con el SVC en S. Spíritus queda desconectada por las automáticas solo 2,4 % de la carga del sistema en el periodo analizado; quedando con voltajes por encima de 200 kV desde Pinar hasta Felton y las subestaciones de Oriente Sur y con voltajes inferiores 4 subestaciones de Oriente Norte, por lo que resulta notable en este caso el efecto de la compensación dinámica.

Falla monofásica línea 192 actuando los respaldos con SVC en Vicente. Régimen de Máxima.



Velocidad de máquinas

Voltajes en Barras 220 kV

	Zona 1	Zona 2	Zona 3	Zona 4	Zona 5	Zona 6	Zona 7	Zona 8	Totales
DAV							32.8		32.8

Automática por zona

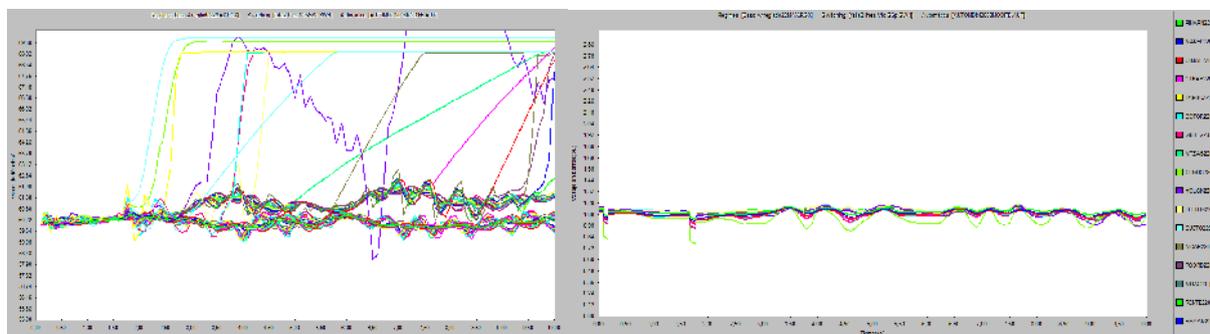
DAF (MW) Desconectado: 0.00	Reconectado: 0.00	0.00	DAV (MW) Desconectado: 32.81	Reconectado: 0.00	32.81
-----------------------------	-------------------	------	------------------------------	-------------------	-------

Automática general

Los gráficos y tablas anteriores muestran los resultados fundamentales para la misma falla en la línea 192, pero con la ubicación del SVC en Vicente, quedando desconectada por las automáticas

solo el 1,1 % de la carga del sistema en el periodo analizado. Similar situación de los voltajes ocurre en el caso de la ubicación del SVC en S. Spíritus pero con una distribución más plana de los voltajes, por lo que para este caso es mejor esta ubicación que la anterior.

Falla monofásica línea Vicente-SSP sin SVC. Régimen de Máxima.



Velocidad de máquinas

Voltajes en Barras 220 kV

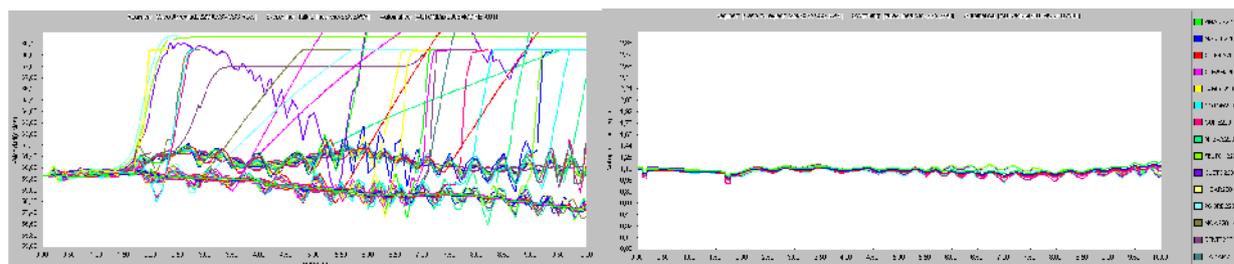
	Zona 1	Zona 2	Zona 3	Zona 4	Zona 5	Zona 6	Zona 7	Zona 8	Totales
DAV		8.9				71.8			80.6

Automática por zona

DAF (MW)	Desconectado: 0.00	Reconectado: 0.00	0.00	DAV (MW)	Desconectado: 80.62	Reconectado: 0.00	80.62
----------	--------------------	-------------------	------	----------	---------------------	-------------------	-------

Automática general

Falla monofásica línea Vicente-SSP con SVC en S. Spíritus. Régimen de Máxima.



Velocidad de máquinas

Voltajes en Barras 220 kV

	Zona 1	Zona 2	Zona 3	Zona 4	Zona 5	Zona 6	Zona 7	Zona 8	Totales
DAF I	49.2	146.4	112.0	48.3	5.2				361.0
DAF II	6.5								6.5
DAV					69.6	102.0			171.6

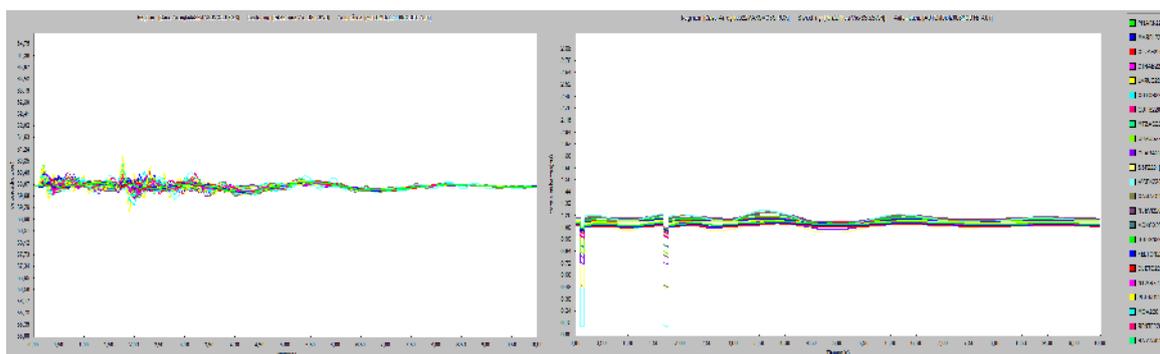
Automática por zona

DAF (MW)	Desconectado: 367.54	Reconectado: 0.00	367.54	DAV (MW)	Desconectado: 171.63	Reconectado: 0.00	171.63
----------	----------------------	-------------------	--------	----------	----------------------	-------------------	--------

Automática general

CENTRO. En la página anterior se muestran los principales resultados de la falla seleccionada en la zona central, la cual provoca la salida permanente de las dos líneas de 220 kV entre Vicente220 a S.Spíritus220, para régimen de máxima. Sin SVC conectado se produce una descarga por las automáticas del 2,7 % de la carga total del sistema en los 10 seg iniciales de ocurrida la falla. Cabe señalar que quedan con voltajes por debajo de 200 kV 6 subestaciones desde Santa Clara hasta Acinox, por lo que la región central queda en situación crítica. Con el SVC conectado en Sancti Spíritus los resultados son aún peores pues las automáticas desconectan en el período analizado el 17,8% de la carga del sistema y quedan 10 subestaciones con voltajes por debajo de 200 kV desde Cienfuegos hasta Holguín. Los voltajes en las barras de 110 kV de Jatibonico y Vicente son de 35 y 39 kV con un desfase de 115 grados, 53 MW de pérdidas y entrando reactivo por ambos extremos de la línea para una suma total de 142 MVar, lo cual indica una situación de fuerte oscilación de potencia entre ambas subestaciones, que sugieren cercanía del centro eléctrico del sistema. En definitiva el SVC en S. Spíritus produce efectos indeseables para esta falla.

Falla monofásica línea Vicente-SSP con SVC en Vicente. Régimen de Máxima.



Velocidad de máquinas

Voltajes en Barras 220 kV

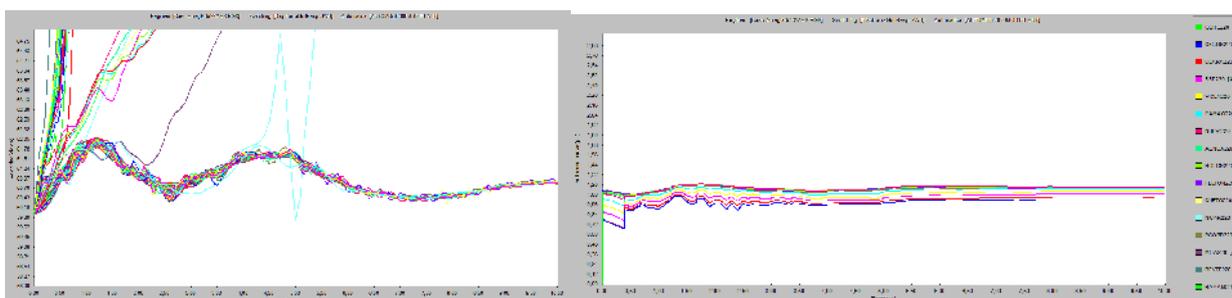
DAF (MW) Desconectado: 0.00	Reconectado: 0.00	0.00	DAV (MW) Desconectado: 0.00	Reconectado: 0.00	0.00
------------------------------------	-------------------	------	------------------------------------	-------------------	------

Automática general

Con el SVC ubicado en Vicente se obtienen los resultados anteriores, donde no se desconecta carga por las automáticas y los voltajes en todas las subestaciones de la red de 220 kV se mantienen por encima de los 200 kV. De los gráficos anteriores se observan pequeñas oscilaciones en las velocidades de las máquinas así como en los voltajes de 220 kV. Los voltajes en las barras de 110 kV de Jatibonico y Vicente son de 109 y 118 kV con un desfase de 20 grados, 22 MW de pérdidas, potencia de recibo en Jatibonico de 158 MW y entrando reactivo por ambos extremos de la línea para una suma total de 54 MVar, lo cual indica una situación de

sobrecarga en la línea, pero operando de forma estable. Esta sobrecarga se puede reducir desconectando carga en Occidente y Centro o incrementando generación en dicha región. Las impedancias vistas desde ambos extremos de las líneas quedan fuera del alcance de las primeras zonas de ambos extremos de dicha línea. Se realizó una corrida de 40 seg de duración, disparando manualmente esta línea a los 20 seg y se mantiene la operación estable del sistema con una descarga por automática en la zona occidental. Por lo tanto resulta evidente el mejor efecto del SVC en Vicente con respecto a S. Spíritus para esta falla.

Falla 3 fases en Guiteras, disparo por respaldo sin SVC. Estado de Máxima.



Velocidad de máquinas

Voltajes en Barras 220 kV

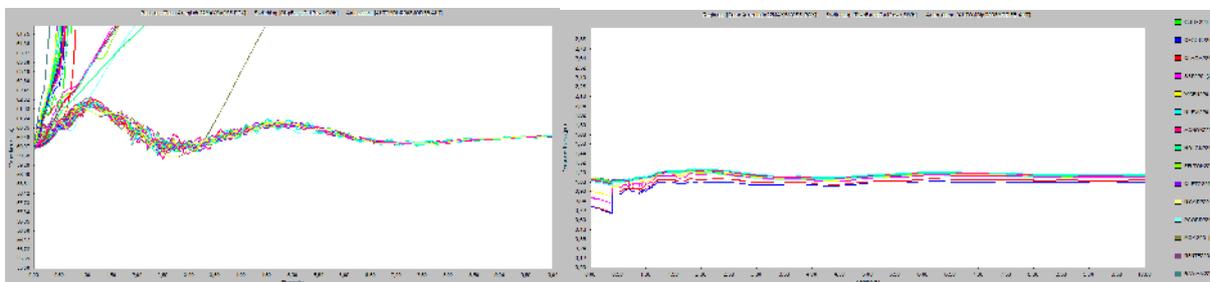
	Zona 1	Zona 2	Zona 3	Zona 4	Zona 5	Zona 6	Zona 7	Zona 8	Totales
DAV	42.9	150.2	169.6		40.6	54.8			458.1

Automática por zona

DAF (MW) Desconectado: 0.00	Reconectado: 0.00	0.00	DAV (MW) Desconectado: 458.06	Reconectado: 0.00	458.06
------------------------------------	-------------------	------	--------------------------------------	-------------------	--------

Automática general

Falla 3 fases en Guiteras, disparo por respaldo con SVC en S. Spíritus. Régimen de Máxima.



Velocidad de máquinas

Voltajes en Barras 220 kV

	Zona 1	Zona 2	Zona 3	Zona 4	Zona 5	Zona 6	Zona 7	Zona 8	Totales
DAV	42.9	150.2	169.6						362.7

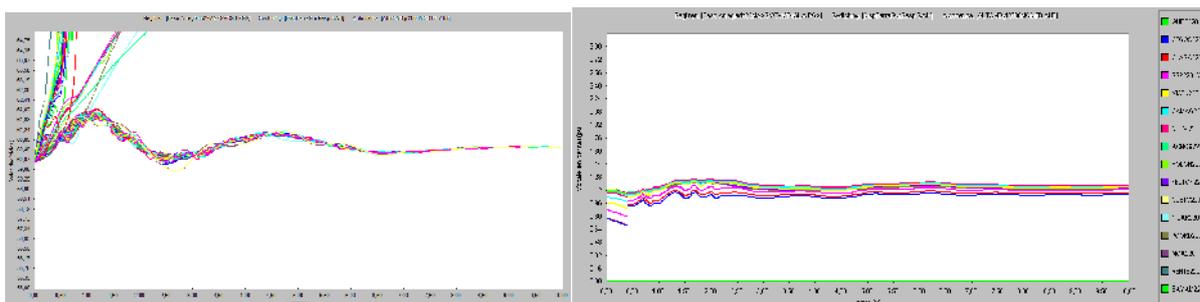
Automática por zona

DAF (MW) Desconectado: 0.00	Reconectado: 0.00	0.00	DAF (MW) Desconectado: 362.68	Reconectado: 0.00	362.68
-----------------------------	-------------------	------	-------------------------------	-------------------	--------

Automática general

OCCIDENTE. La falla trifásica en Guiteras, seleccionada en Occidente, deja por 220 kV solo el enlace entre Matanzas y Cotorro aislando la subestación de Guiteras. A continuación se muestran los resultados sin SVC y con SVC en S. Spíritus. Para el primer caso las automáticas desconectan el 15,1 % de la carga total del sistema y quedan 8 subestaciones desde Pinar hasta Guiteras con voltajes inferiores a 200 kV; por lo que la región Occidental queda inoperable en estas condiciones. Con la ubicación del SVC en S. Spíritus se desconecta un 12.0 % de la carga total del sistema, por evitar que la automática opere en la región central. Con respecto a las subestaciones que quedan inoperables por bajo voltaje, los resultados son los mismos, el efecto de esta ubicación del SVC no produce beneficios apreciables en este caso.

Falla 3 fases en Guiteras, disparo por respaldo con SVC en Vicente. Régimen de Máxima.



Velocidad de máquinas

Voltajes en Barras 220 kV

	Zona 1	Zona 2	Zona 3	Zona 4	Zona 5	Zona 6	Zona 7	Zona 8	Totales
DAV	42.9	150.2	169.6						362.7

Automática por zona

DAF (MW) Desconectado: 0.00	Reconectado: 0.00	0.00	DAF (MW) Desconectado: 362.68	Reconectado: 0.00	362.68
-----------------------------	-------------------	------	-------------------------------	-------------------	--------

Automática general

Con la ubicación del SVC en Vicente para esta falla en Occidente los resultados son muy semejantes a los obtenidos con la ubicación en S. Spíritus.

- **Análisis de fallas en media.**

Para el estado de media se presentan en los Anexos 5,6,7 los resultados obtenidos para las misma tres fallas analizadas en estado de máxima, ubicadas respectivamente en las regiones Oriental, Central y Occidental. De los mismos se puede destacar:

Falla monofásica línea 192 actuando los respaldos. Para el caso inicial sin SVC se produce una descarga por automáticas de 5,0 % de la carga total, mientras 4 subestaciones quedan con voltajes bajos por debajo de 200 kV, desde Cueto220 hasta Moa220, esto es excepto Holguín y Felton, el resto de Oriente Norte queda en situación crítica. Como sucede en máxima se produce una división del sistema y queda Oriente Sur desconectado del SEN. Con el SVC conectado en S. Spíritus se produce una pérdida de carga de 5,3%, mientras que los efectos en los voltajes de la red de 220 kV son semejantes al caso anterior aunque con una mayor oscilación en los voltajes de Bayamo220 y Rente220, lo cual se atenúa para tiempos mayores de análisis. Con la ubicación del SVC en Vicente la descarga es 5,3 % también y con resultados semejantes a los de la ubicación anterior en lo que respecta a los voltajes. De lo anterior se infiere que prácticamente los tres resultados son iguales, con una pérdida aproximada de carga del 5 % y en afectación a 4 subestaciones de 220 kV en Oriente Norte.

Falla monofásica línea Vicente-SSP. Para esta falla en el Centro para el caso base sin SVC conectado, se produce una descarga de 1,6 % de la carga inicial, mientras todos los voltajes en la red de 220 kV se recuperan después de la falla en valores de operación normales. Para la ubicación del SVC en S.Spíritus y Vicente la descarga es del orden de 0,3 % y 0,5 % respectivamente y los voltajes se recuperan de forma semejante a la situación sin SVC. Por lo tanto para esta falla próxima a las ubicaciones de análisis del SVC, se obtienen ligeras mejorías en la descarga y los voltajes en todos los casos se recuperan.

Falla 3 fases en Guiteras, disparo por respaldo. Para el caso tomado como base sin SVC se produce para esta falla en Occidente una descarga de 11,3 % de la carga inicial y una recuperación de los voltajes de toda la red de 220 kV, sin incluir la subestación de Guiteras, la cual queda fuera de servicio. Para la ubicación del SVC en S. Spíritus y en Vicente se producen descargas de 15,4 % y 15,3 % respectivamente, pues se reduce la operación de la df/dt pero se incrementa la de la DAF. Esto se puede considerar como el efecto del SVC al incrementar más rápido la generación y la carga en el SEN provocando en Occidente una reducción de la velocidad de variación de la frecuencia y un aumento del descenso de la frecuencia con el tiempo en todo el SEN, con un mayor disparo de unidades de cogeneración hacia el centro. Se realizaron corridas adicionales de esta situación solo con el disparo automático de las máquinas por motorización, pero sin descarga automática, los resultados a los 40 seg dan para todos los casos

un descenso en la frecuencia hasta alrededor de los 56 ciclos y una recuperación de los voltajes y por consiguiente de la carga a valores cercanos a los originales. De esta forma se produce con la automática utilizada y sin ella, una descarga algo mayor con el SVC para este caso particular, es decir, resultados semejantes.

- **Consideraciones de la estabilidad en mínima.**

En este estado las pruebas realizadas demuestran que ninguna de las fallas probadas con o sin SVC provoca resultados o diferencias significativas.

Conclusiones Parciales

1. De las comparaciones entre las pruebas realizadas, las ubicaciones del SVC en Sancti Spíritus y en Vicente muestran los mejores resultados.
2. En el estado estable no existen mejoras notables en las pérdidas por la utilización del SVC en ninguno de los tres regímenes. Las condiciones iniciales se ajustaron para pérdidas mínimas.
3. La utilización del SVC produce un incremento de la reserva de reactivo en los tres regímenes.
4. Las transferencias máximas de potencia activa desde Oriente hacia Occidente se incrementan en mayor grado en el estado de máxima que en el estado de media. En régimen de mínima dicha transferencia es muy notable sin el uso del SVC.
5. La ubicación del SVC en Vicente produce en máxima y en media un incremento mayor de la transferencia anterior que con el SVC conectado en Sancti Spíritus. Este efecto es notable en máxima demanda.
6. De las pruebas efectuadas en mínima para sobretensiones se establece que es conveniente instalar un reactor en la región oriental.
7. La ubicación del SVC en S. Spíritus produce resultados mejores o iguales a los obtenidos sin SVC para las contingencias analizadas, excepto para la falla en el Centro en régimen de máxima.
8. La ubicación del SVC en Vicente logra en todas las contingencias mejores o iguales resultados que en la ubicación propuesta en Sancti Spíritus. Resulta notable la mejor respuesta que se obtiene en el caso de falla en el Centro en régimen de máxima.
9. Para las bases de comparación tomadas, priorizando la condiciones de máxima y las transferencias de potencia de Oriente hacia Occidente resulta técnicamente más ventajosa la ubicación del SVC en Vicente.

Conclusiones

De acuerdo con los resultados obtenidos se puede concluir que:

1. Se comprueba de forma general mejor comportamiento del SEN con la utilización de un SVC en el centro del sistema tanto en operación estable como ante contingencias.
2. El SVC tiene poca influencia en las pérdidas del sistema en los tres regímenes analizados, con respecto a las condiciones iniciales de las que se parte. Siendo su efecto más apreciable en el incremento de la reserva de reactivo.
3. La ubicación del SVC en la subestación de Santi Spíritus logra incrementar la máxima transferencia de potencia de Oriente a Occidente en los regímenes de máxima y media.
4. Se obtiene con la ubicación anterior mejores o iguales resultados para todas las contingencias, excepto para el caso del Centro en máxima.
5. La ubicación del SVC en la subestación de Vicente logra incrementar la máxima transferencia de potencia de Oriente a Occidente de forma notable en el régimen de máxima.
6. La ubicación del SVC en Vicente logra un resultado apreciablemente mejor en la contingencia del Centro para el caso de máxima y resultados mejores o iguales para las restantes contingencias con respecto a la ubicación en Sancti Spíritus.
7. Por lo expuesto anteriormente resulta más favorable la ubicación del SVC en Vicente.

Recomendaciones

1. Se debe valorar la posibilidad de desconectar los capacitores en la región central cuando se ponga en funcionamiento el SVC, puesto que en régimen de media el SVC consume reactivo.
2. Resulta de utilidad hacer un reajuste de las automáticas con el funcionamiento del SVC.
3. Se considera beneficioso instalar un reactor en la subestación Felton220 para reducir las posibles sobretensiones en esa región, manteniendo todas las líneas conectadas.

Referencias Bibliográficas

- [1] N. G. Hingorani and L. Gyugy, "Concepts and Technology of flexible AC Transmission Systems," *IEEE Power Engineering Society*, IEEE Press, 2000.
- [2] W. D. Stevenson Jr, *Análisis de Sistemas de Potencia*: McGraw-Hill/Interamericana de México, S. A. de C. V, 1996.
- [3] E. L. R. Vidal, "Comparación de modelos de FACTS tipo SVC ", Pontificia Universidad Católica de Valparaíso, 2010.
- [4] P. Kundur, *Power System Stability and Control*: McGraw Hill, Inc., 1994
- [5] F. D. A. Pérez, "Sistemas de Transmisión Flesible en Corriente Alterna," 2014.
- [6] (1999). *Flexible AC Transmission Systems*. Available: <http://web.ing.puc.cl/~power/alumno99/FACTS/FACTS2>
- [7] B. R. Serrano. (2001). *Conceptos y onsideraciones generales de los FACTS*. Available: <http://biblioteca.cenace.org.ec/jspui/bitstream/123456789/826/.../FACTS.PDF>
- [8] C. Prieto and D. Gallardo, "Aplicación de FACTS en el Sistema Eléctrico Chileno," 2007.
- [9] D. Lee, E. Lee, J. Lee, and J. Kim, "Simulation of Statis Synchronous Compensator," presented at the de IEEE >Conference Publications.Electrical Machines and Systems, 2005.
- [10] A. Kazemi and H. Andami, "FACTS Devices in deregulated Electric power Systems," in *International Conference on Electric Utility Deregulation and Power Technologies*, Abr 2004.
- [11] M. Martur and R. Varma, "Thyristored-Based FACTS Controllers for Electrical Transmission Systems," *IEEE press*, 2002.
- [12] G. Glanzmann and G. Andersson, "Using FACTS to Resolve Congestions in Transmission Grids," *CIGRE/IEEE PES International Symposium, San Antonio ,Estados Unidos* octubre 2005.
- [13] A. A. M. Iván, "Evaluación Técnico Económica del uso de Compensadores Estáticos de Reactivos en Tansmisión ", Ingeniería Eléctrica, Universidad de Chile, marzo 2007.
- [14] H. A. M. Peña, "Estudio de un compensador estático de reactivos (SVC)," Universidad Católica de Valparaíso, 2005.
- [15] B. Stott, "Review of Load-Flow Calculation Methods," *Proceedings IEEE (E.E.U.U)*, 1974.

- [16] G. W. Stagg, *Computer methods in power System Analysis*. G.W.Stagg A H El-Abiad-1 ed-New York: McGraw-Hill Book Company, 1968.
- [17] J. Arrillaga, "Computer Analysis of Power Systems," *Arrillaga, J, C.P. Arnold*, 1991.
- [18] E. W. Kimbark, "Power Systems Stability," vol. Vol. III, John Wiley & Sons, 1948.
- [19] C. Concordia, "Synchronous machines, theory and performance," *John Wiley & Sons/Chapman & Hall, London*, 1951.
- [20] A. E. Fitzgerald and C. J. Kingsley, *Electric machinery*: McGraw Hill Book Company, 1961.
- [21] A. B. Barzam, "Control automático de sistemas energéticos," 1982.

Anexos

Anexo 1. Aspectos teóricos de los FACTS.

Tabla 1.1. Aplicaciones de FACTS en estado estable [7,8, 9].

TEMA	PROBLEMA	ACCIÓN CORRECTIVA	CONTROLADOR FACTS
LÍMITES DE TENSIÓN	Baja tensión debido a gran consumo	Suministrar potencia reactiva	STATCOM,SVC
	Alta tensión debido a consumo ligero	Absorber potencia reactiva	STATCOM,SVC, TCR
	Alta tensión luego de una contingencia	Absorber potencia reactiva, prevenir sobrecarga	STATCOM,SVC, TCR
	Baja tensión luego de una contingencia	Suministrar potencia reactiva	STATCOM,SVC
LÍMITES TÉRMICOS	Circuito de transmisión sobrecargado	Reducir sobrecarga	TCSC,SSSC, UPFC,IPFC,TCPAR
	Desconexión de un circuito paralelo	Limitar carga de circuitos restantes	TCSC,SSSC, UPFC,IPFC,TCPAR
FLUJOS CIRCULANTES	Reparto de carga en líneas paralelas	Ajustar reactancia serie	IPFC,SSSC,UPFC, TCSC,TCPAR
	Reparto de flujo de potencia post-falla	Reordenar red	IPFC,TCSC,SSSC, UPFC,TCPAR
	Inversión de sentido de flujos de potencia	Ajustar ángulo de fase	IPFC,SSSC, UPFCC,TCPAR

Tabla 1.2. Dispositivos FACTS y sus Aplicaciones de Control [10]

CONTROLADOR FACTS	ATRIBUTO DE CONTROL
Compensador Estático de Reactivo (SVC , TCR,TSC ,TSR)	Control de Tensión. Compensación de Reactivos. Amortiguamiento de Oscilaciones. Estabilidad Transitoria. Estabilidad de Tensión
Compensador Estático Sincrónico (STATCOM sin Almacenamiento)	Control de Tensión. Compensación de Reactivos. Amortiguamiento de Oscilaciones. Estabilidad de Tensión
Compensador Estático Sincrónico (STATCOM con Almacenamiento)	Control de Tensión. Compensación de Reactivos/Activo. Amortiguamiento de Oscilaciones. Estabilidad de Tensión. Estabilidad Transitoria. Control Automático de generación (AGC)
Compensador Sincrónico Serie Controlado por tiristores. (SSSC sin almacenamiento)	Control de Corriente. Control de reactivo Serie. Amortiguamiento de Oscilaciones. Estabilidad Transitoria. Estabilidad de Tensión. Limitación de Corriente de falla.
Compensador Sincrónico Serie Controlado por tiristores. (SSSC con almacenamiento)	Control de Corriente. Control de Activo/ Reactivo Serie. Amortiguamiento de Oscilaciones. Estabilidad Transitoria. Estabilidad de Tensión. Limitación de Corriente de falla.
Capacitor Serie controlado por tiristores. (TCSC,TSSC)	Control de impedancia serie. Control de corriente. Amortiguamiento de Oscilaciones. Estabilidad Transitoria. Estabilidad de Tensión. Limitación de Corriente de falla.
Transformador desfasador controlado por tiristores (TCPST)	Control de potencia Activa. Amortiguamiento de Oscilaciones. Estabilidad Transitoria. Estabilidad de Tensión
Regulador de Tensión controlado por tiristores (TCVR)	Control de Reactivo. Control de Tensión. Amortiguamiento de Oscilaciones. Estabilidad Transitoria. Estabilidad de Tensión
Controlador Unificado de Flujo de Potencia(UPFC)	Control independiente de Potencia Activa y Reactiva. Control de tensión. Compensación de Reactivo. Amortiguamiento de Oscilaciones. Estabilidad Transitoria. Estabilidad de Tensión .Limitación de Corriente de falla.
Controlador de Flujo de Potencia Interlínea (IPFC)	Control independiente de Potencia Activa y Reactiva. Compensación de Reactivos. Amortiguamiento de Oscilaciones. Estabilidad Transitoria. Estabilidad de Tensión. .Limitación de Corriente de falla.

Anexo 4. Fallas analizadas.

	Descripción
1	Falla Shunt Línea [L192 - CUETO220 FELTON220] 1f [A] (0.00%) del envío entre [0.10]-[1.80]. seg.
2	Interruptor Línea [L192 - CUETO220 FELTON220] Apertura Tripolar por envío 1000.00 seg. recibo a 0.55 seg.
3	Interruptor Línea [L204 - CUETO220 RENTE220] Apertura Tripolar por envío 1000.00 seg. recibo a 0.55 seg.
4	Interruptor Línea [L205 - CUETO220 RENTE220] Apertura Tripolar por envío 1000.00 seg. recibo a 0.55 seg.
5	Interruptor Línea [L200 - NICAR220 CUETO220] Apertura Tripolar por envío 0.55 seg. recibo a 100.00 seg.
6	Interruptor Línea [L206 - CUETO220 BAYAM220] Apertura Tripolar por envío 1000.00 seg. recibo a 0.55 seg.
7	Interruptor Línea [L207 - CUETO220 BAYAM220] Apertura Tripolar por envío 1000.00 seg. recibo a 0.55 seg.
8	Interruptor Línea [L203 - CUETO220 MOA220] Apertura Tripolar por envío 1000.00 seg. recibo a 0.55 seg.
9	Interruptor Línea [L191 - HOLGN220 CUETO220] Apertura Tripolar por envío 0.55 seg. recibo a 1000.00 seg.

Figura 4.1. Falla monofásica línea 192 actuando los respaldos

	Descripción
1	Falla Shunt Línea [L287 - VICEN220 SSP220] 1f [A] (5.00%) del envío entre [0.10]-[1.80]. seg.
2	Falla Shunt Línea [L288 - SSP220 VICEN220] 1f [B] (5.00%) del envío entre [0.10]-[1.80]. seg.
3	Interruptor Línea [L287 - VICEN220 SSP220] Apertura Tripolar por envío 0.18 seg. recibo a 0.18 seg.
4	Interruptor Línea [L288 - SSP220 VICEN220] Apertura Tripolar por envío 0.18 seg. recibo a 0.18 seg.
5	Interruptor Línea [L287 - VICEN220 SSP220] Cierre Tripolar por envío 1.68 seg. recibo a 1.68 seg.
6	Interruptor Línea [L288 - SSP220 VICEN220] Cierre Tripolar por envío 1.68 seg. recibo a 1.68 seg.
7	Interruptor Línea [L287 - VICEN220 SSP220] Apertura Tripolar por envío 1.78 seg. recibo a 1.78 seg.
8	Interruptor Línea [L288 - SSP220 VICEN220] Apertura Tripolar por envío 1.78 seg. recibo a 1.78 seg.

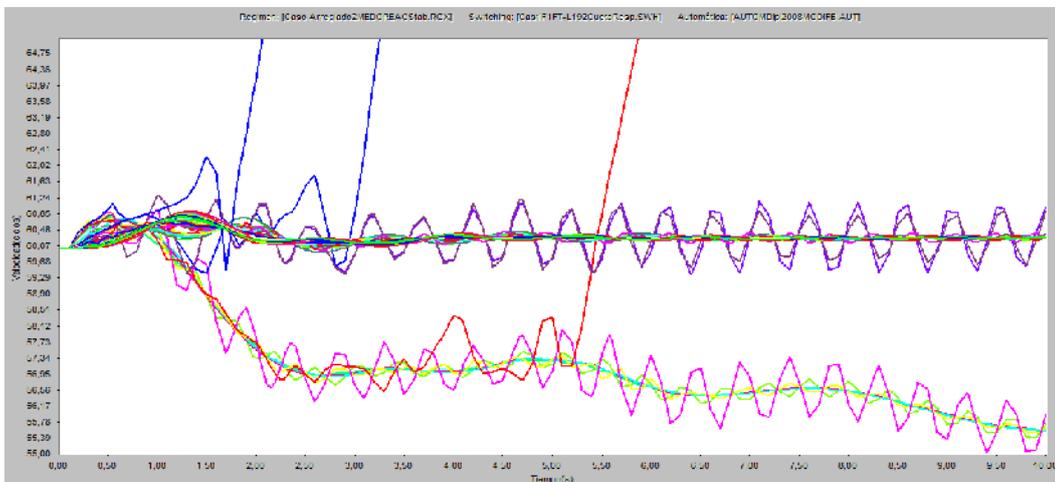
Figura 4.2. Falla monofásica línea Vicente-SSP

	Descripción
1	Interruptor Línea [L86 - GUITE220 CLARA220] Apertura Tripolar por envío 1000.00 seg. recibo a 0.40 seg.
2	Interruptor Línea [L83 - COTOR220 GUITE220] Apertura Tripolar por envío 0.40 seg. recibo a 1000.00 seg.
3	Interruptor Línea [L85 - CTHAB220 GUITE220] Apertura Tripolar por envío 0.40 seg. recibo a 1000.00 seg.
4	Interruptor Línea [L87 - GUITE220 MTZAS220] Apertura Tripolar por envío 1000.00 seg. recibo a 0.40 seg.
5	Interruptor Transformador [T144 - GUITE220 GUITERAS] Apertura Tripolar por envío 0.17 seg. recibo a 1000.00 seg.
6	Falla Shunt Barra [GUITE220] 3f a tierra entre [0.00]-[1000.00]. seg.

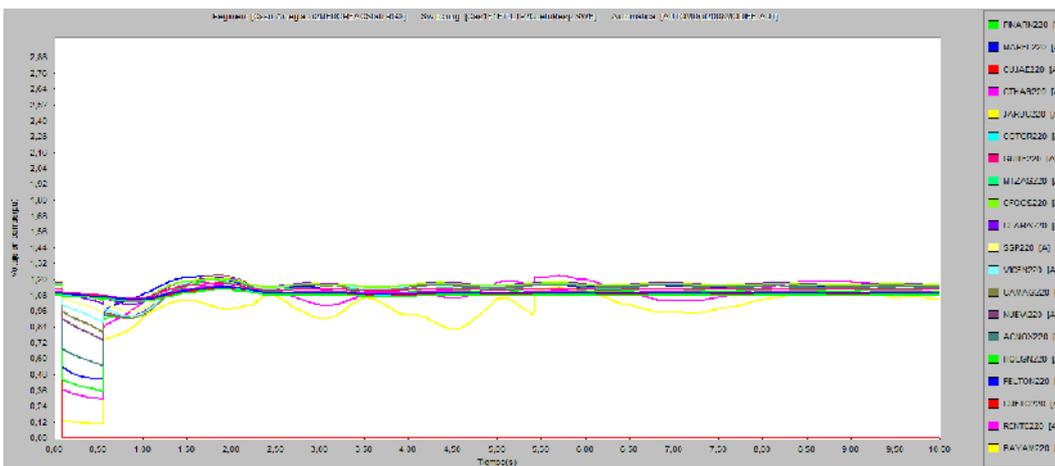
Figura 4.3. Falla 3 fases en Guiteras, disparo por respaldo

Anexo 5. Comportamiento de las fallas en régimen de media sin SVC.

Gráficos 5. 1. Falla monofásica línea 192 actuando los respaldos sin SVC. Oriente



Velocidad en las máquinas del SEN



Voltajes en las barras de 220kV

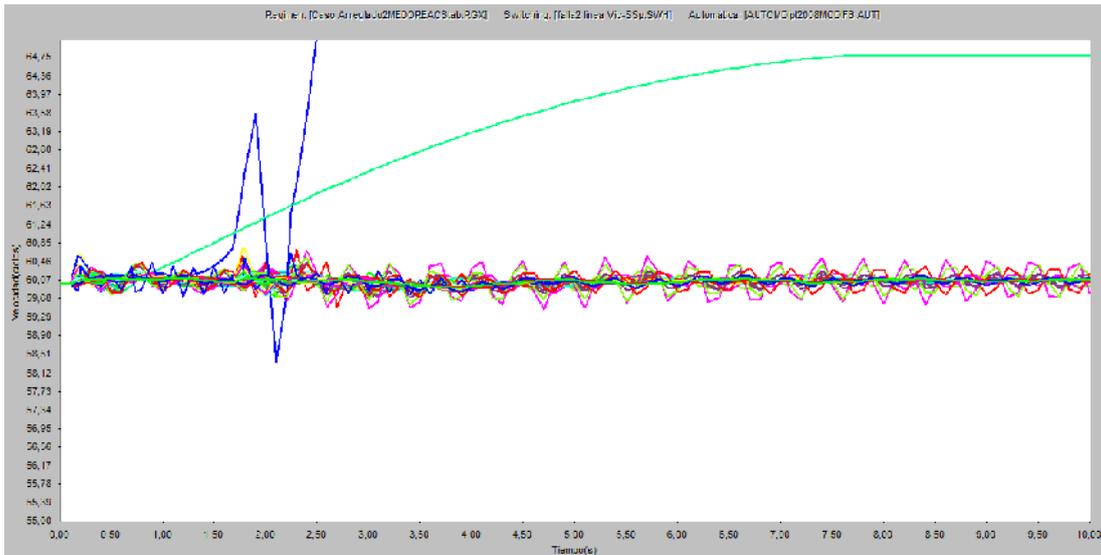
	Zona 1	Zona 2	Zona 3	Zona 4	Zona 5	Zona 6	Zona 7	Zona 8	Totales
DAF I								79.1	79.1
DAF II								11.4	11.4
DAV							26.6	7.5	34.1

Automática por zona

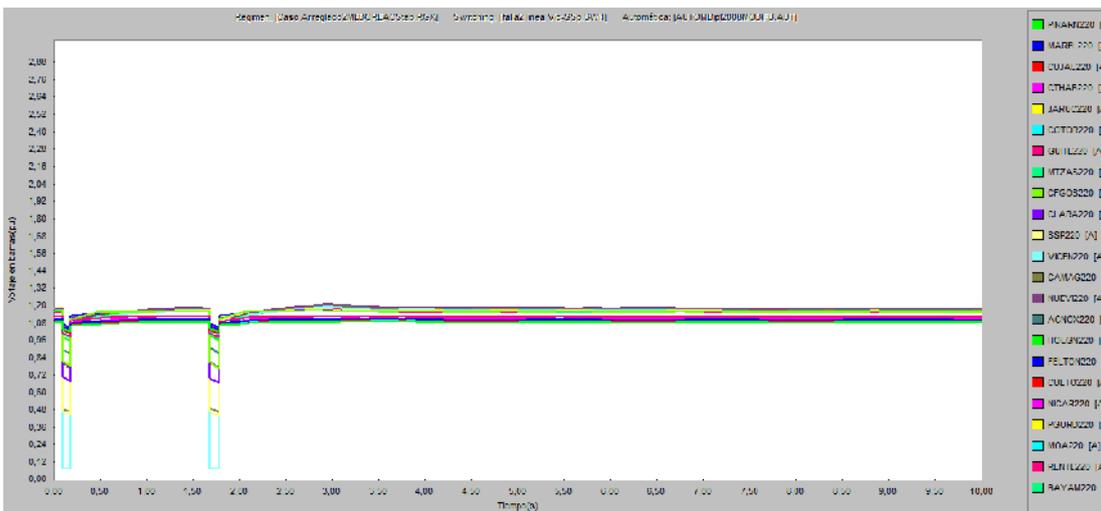
DAF (MW) Desconectado: 90.57 Reconectado: 0.00 90.57	DAV (MW) Desconectado: 34.11 Reconectado: 0.00 34.11
--	--

Automática general

Gráficos 5. 2. Falla monofásica línea Vicente-SSP sin SVC. Centro



Velocidad en las máquinas del SEN



Voltajes en las barras de 220kV

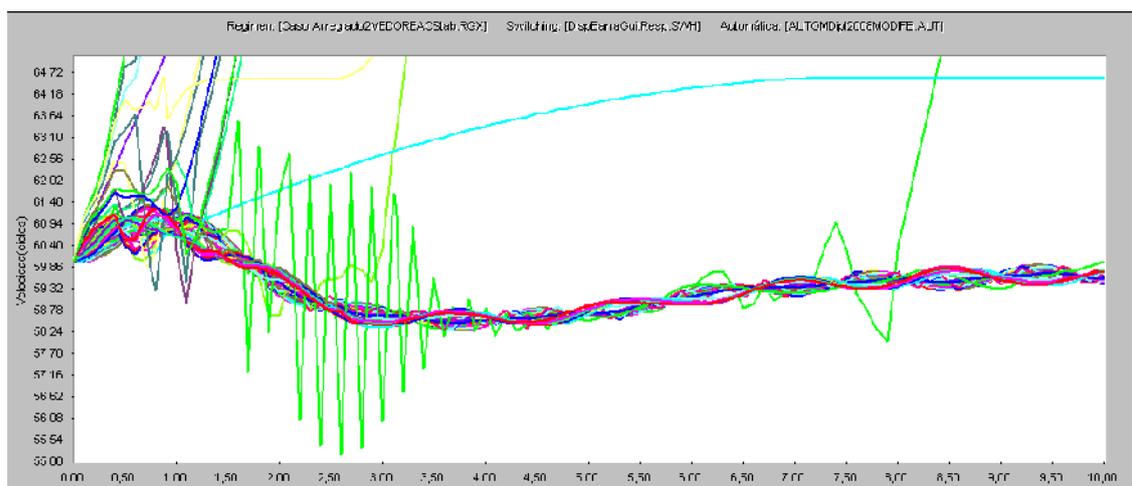
	Zona 1	Zona 2	Zona 3	Zona 4	Zona 5	Zona 6	Zona 7	Zona 8	Totales
DAV		18.0						18.1	36.2

Automática por zona

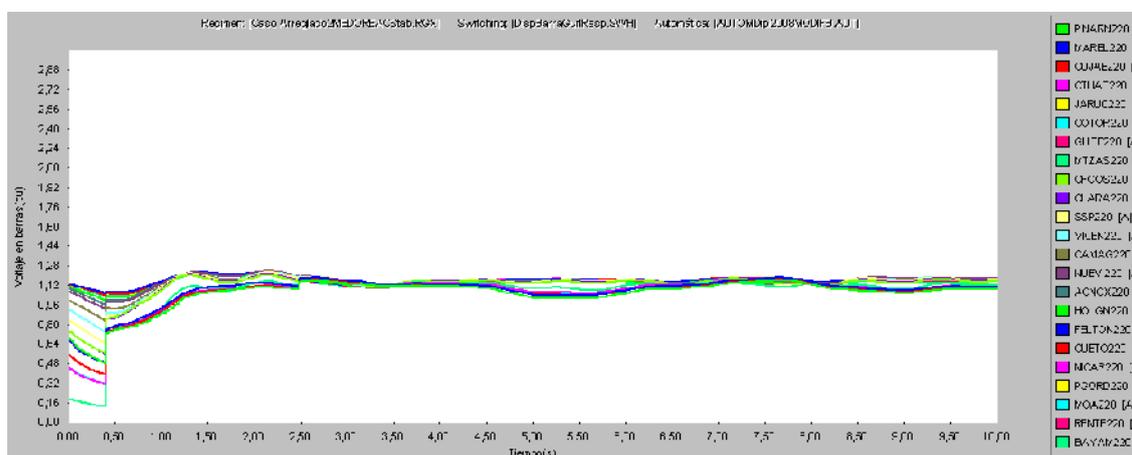
DAF (MW)	Desconectado: 0.00	Reconectado: 0.00	0.00	DAV (MW)	Desconectado: 36.16	Reconectado: 0.00	36.16
-----------------	---------------------------	--------------------------	-------------	-----------------	----------------------------	--------------------------	--------------

Automática general

Gráficos 5. 3. Falla disparo de la barra Guitera actuando los respaldos sin SVC. Occidente



Velocidad en las máquinas del SEN



Voltajes en las barras de 220kV

	Zona 1	Zona 2	Zona 3	Zona 4	Zona 5	Zona 6	Zona 7	Zona 8	Totales
DAF I	11.7			4.1	4.1	7.1	2.1	5.6	34.6
DFDT		172.4	53.9						226.3

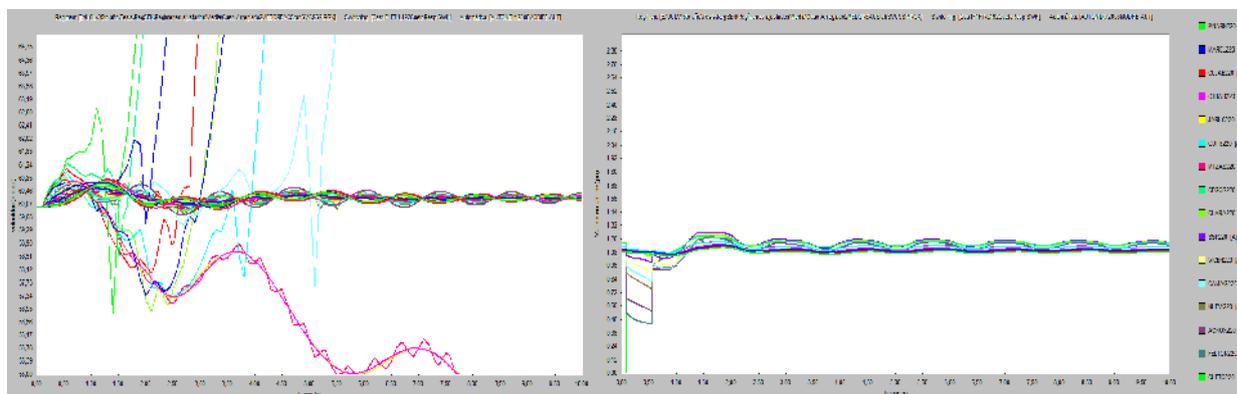
Automática por zona

DAF (MW)	Desconectado: 34.57	Reconectado: 0.00	34.57	DAV (MW)	Desconectado: 0.00	Reconectado: 0.00
-----------------	----------------------------	--------------------------	--------------	-----------------	---------------------------	--------------------------

Automática general

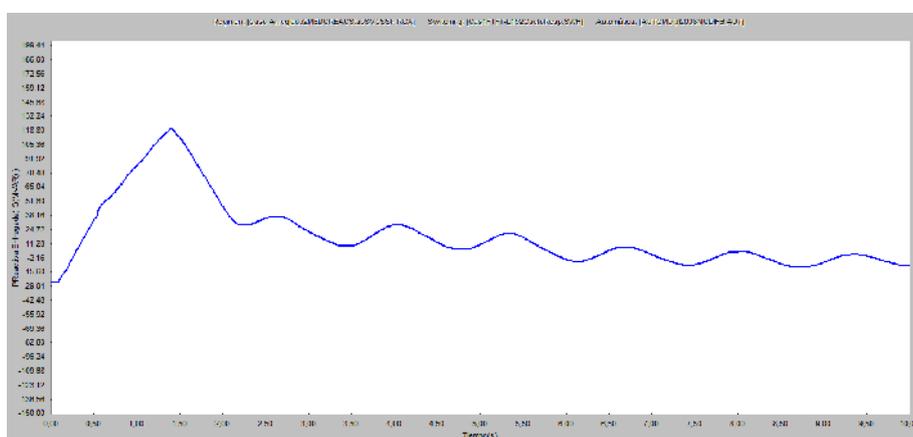
Anexo 6. Comportamiento de las fallas en régimen de media con SVC en SSP.

Gráficos 6. 1. Falla monofásica línea 192 actuando los respaldos sin SVC. Oriente



Velocidad en las máquinas del SEN

Voltajes en las barras de 220kV



Reactivo entregado por el SVC

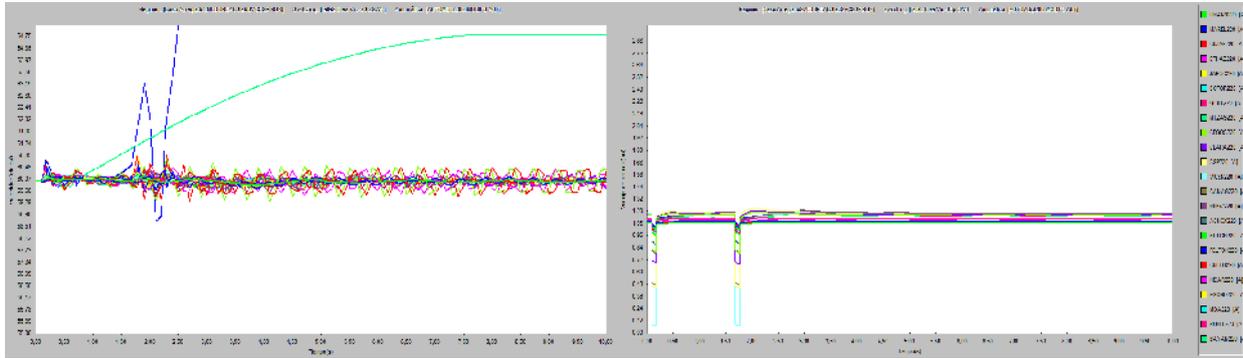
	Zona 1	Zona 2	Zona 3	Zona 4	Zona 5	Zona 6	Zona 7	Zona 8	Totales
DAF I								79.1	79.1
DAF II								9.7	9.7
DAV							33.9		33.9

Automática por zona

DAF (MW)	Desconectado: 88.80	Reconectado: 0.00	88.80	DAV (MW)	Desconectado: 33.95	Reconectado: 0.00	33.95
-----------------	----------------------------	--------------------------	--------------	-----------------	----------------------------	--------------------------	--------------

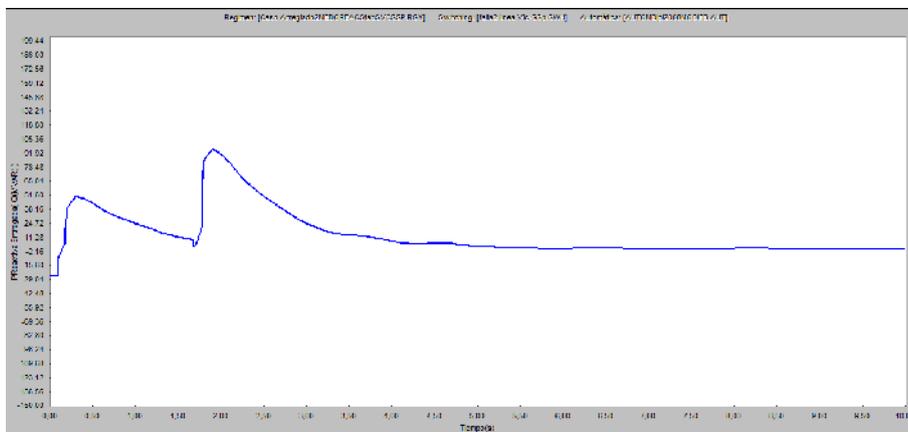
Automática general

Gráficos 6. 2. Falla monofásica línea Vicente-SSP con SVC. Centro



Velocidad en las máquinas del SEN

Voltajes en las barras de 220kV



Reactivo entregado por el SVC

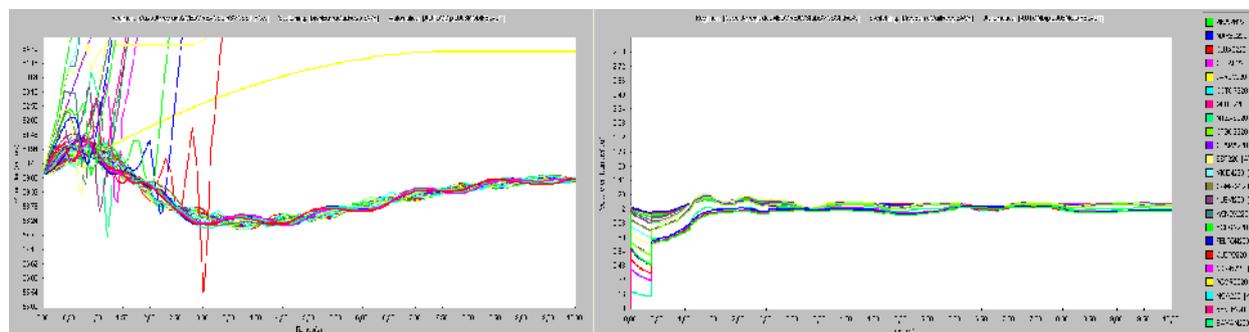
	Zona 1	Zona 2	Zona 3	Zona 4	Zona 5	Zona 6	Zona 7	Zona 8	Totales
DAV		7.6							7.6

Automática por zona

DAF (MW) Desconectado: 0.00	Reconectado: 0.00	0.00	DAV (MW) Desconectado: 7.58	Reconectado: 0.00	7.58
------------------------------------	-------------------	------	------------------------------------	-------------------	------

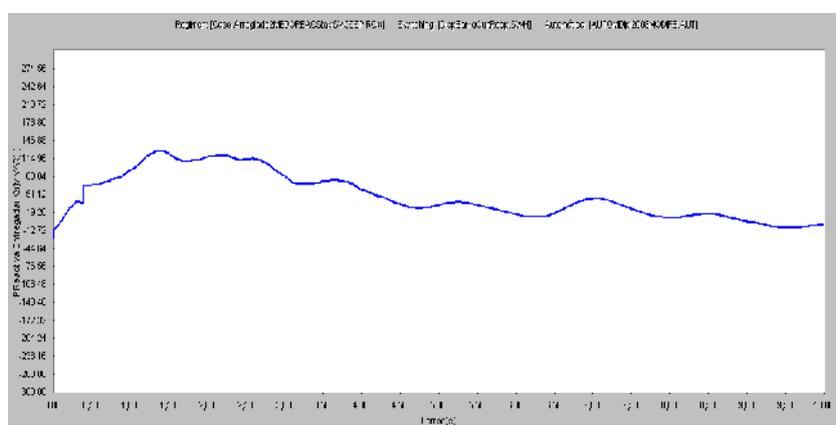
Automática general

Gráficos 6.3. Falla disparo de la barra Guitera actuando los respaldos con SVC .Occidente



Velocidad en las máquinas del SEN

Voltajes en las barras de 220kV



Reactivo entregado por el SVC

	Zona 1	Zona 2	Zona 3	Zona 4	Zona 5	Zona 6	Zona 7	Zona 8	Totales
DAF I	28.7	28.0	38.7	17.2	29.7	20.5	36.2	23.7	222.6
DAV		21.8							21.8
DFDT		112.2							112.2

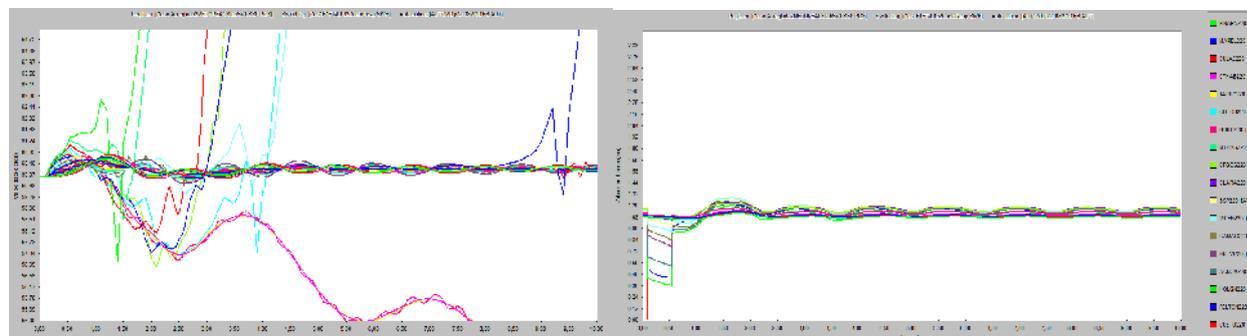
Automática por zona

DAF (MW)	Desconectado: 222.64	Reconectado: 0.00	222.64	DAV (MW)	Desconectado: 21.75	Reconectado: 0.00
-----------------	----------------------	-------------------	--------	-----------------	---------------------	-------------------

Automática general

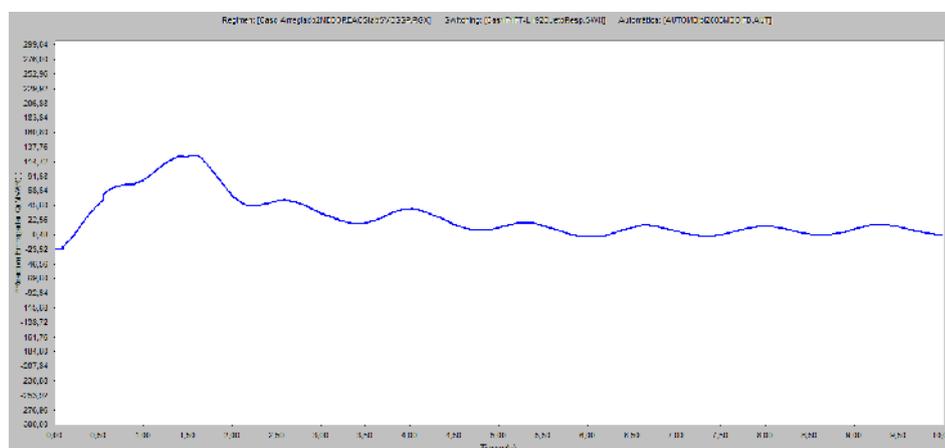
Anexo 7. Comportamiento de las fallas en régimen de media con SVC en Vicente.

Gráficos 7.1. Falla monofásica línea 192 actuando los respaldos con SVC. Oriente



Velocidad en las máquinas del SEN

Voltajes en las barras de 220kV



Reactivo entregado por el SVC

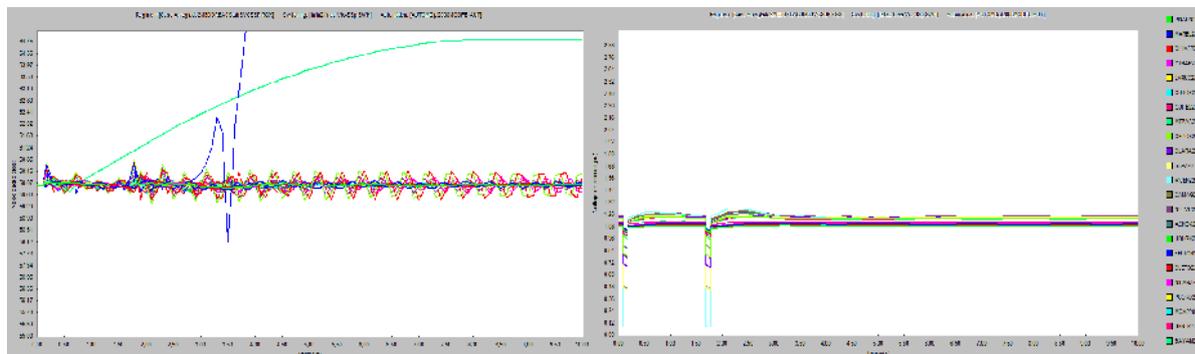
	Zona 1	Zona 2	Zona 3	Zona 4	Zona 5	Zona 6	Zona 7	Zona 8	Totales
DAF I								79.1	79.1
DAF II								9.7	9.7
DAV							33.9		33.9

Automática por zona

DAF (MW)	Desconectado: 88.80	Reconectado: 0.00	88.80	DAV (MW)	Desconectado: 33.95	Reconectado: 0.00	33.95
-----------------	----------------------------	--------------------------	--------------	-----------------	----------------------------	--------------------------	--------------

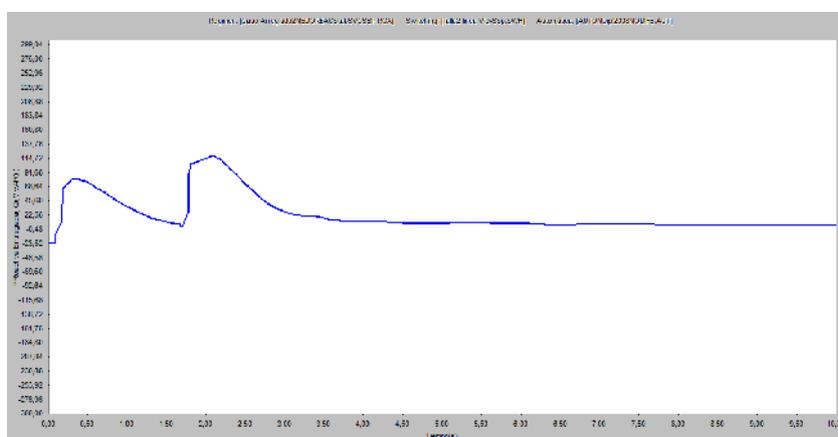
Automática general

Gráficos 7.2. Falla monofásica línea Vicente-SSP con SVC. Centro



Velocidad en las máquinas del SEN

Voltajes en las barras de 220kV



Reactivo entregado por el SVC

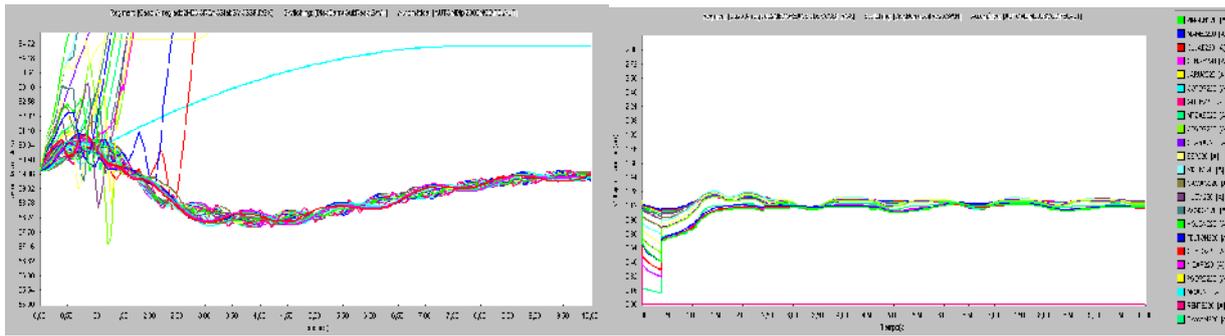
	Zona 1	Zona 2	Zona 3	Zona 4	Zona 5	Zona 6	Zona 7	Zona 8	Totales
DAV		12.4							12.4

Automática por zona

DAF (MW) Desconectado: 0.00	Reconectado: 0.00	0.00	DAV (MW) Desconectado: 12.40	Reconectado: 0.00	12.40
------------------------------------	-------------------	------	-------------------------------------	-------------------	-------

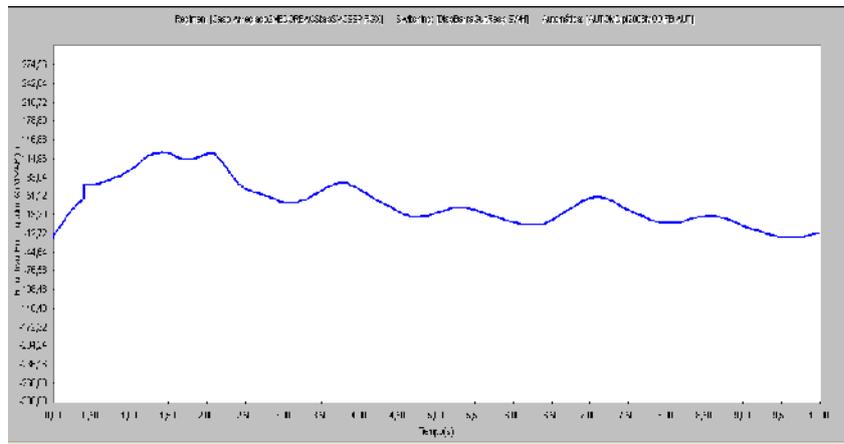
Automática general

Gráficos 7.3. Falla disparo de la barra Guitera actuando los respaldos con SVC .Occidente



Velocidad en las máquinas del SEN

Voltajes en las barras de 220kV



Reactivo entregado por el SVC

	Zona 1	Zona 2	Zona 3	Zona 4	Zona 5	Zona 6	Zona 7	Zona 8	Totales
DAFI	28.7	28.4	38.7	17.2	29.7	36.2	36.2	23.7	238.8
DFDT		116.1							116.1

Automática por zona

DAF (MW) Desconectado: 238.75	Reconectado: 0.00	238.75	DAV (MW) Desconectado: 0.00	Reconectado: 0.00	0.00
--------------------------------------	-------------------	--------	------------------------------------	-------------------	------

Automática general