

MODELAMIENTO Y SIMULACIÓN DE DISPOSITIVOS FACTS PARA ESTUDIOS ELÉCTRICOS DE ESTADO ESTABLE

Presentado por

JUAN PABLO RIVERA BARRERA

Ingeniero Electricista Universidad Industrial de Santander

Para optar al título de

Magíster en Ingeniería Énfasis en Energética

Director

Ph.D. MSc. Jaime Alejandro Valencia Velásquez

Medellín

Universidad de Antioquia

Facultad de Ingeniería

Agosto 2008

AGRADECIMIENTOS

Al equipo de trabajo del grupo de investigación en manejo eficiente de energía,
GIMEL.

A mi familia.

TABLA DE CONTENIDO

1.0	INTRODUCCIÓN.....	3
1.1	SISTEMAS DE POTENCIA MODERNOS	3
1.2	DISPOSITIVOS FACTS.....	5
1.3	ESTUDIO Y ANÁLISIS DE SISTEMAS DE POTENCIA.....	6
1.4	DESCRIPCIÓN DE ESTE TRABAJO.....	8
1.5	OBJETIVOS DE LA TESIS.....	9
1.5.1	<i>Objetivo general</i>	9
1.5.2	<i>Objetivos específicos</i>	9
1.6	ORGANIZACIÓN DE LA TESIS	10
	REFERENCIAS DEL CAPÍTULO.....	11
2.0	SISTEMAS DE TRANSMISIÓN FLEXIBLE EN CORRIENTE ALTERNA.....	13
2.1	REQUERIMIENTOS DE CONTROL EN SISTEMAS DE POTENCIA MODERNOS.....	13
2.1.1	<i>Definición de estabilidad en sistemas eléctricos de potencia</i>	15
2.1.2	<i>Problemas típicos de un sistema eléctrico de potencia</i>	16
2.2	FLUJOS DE POTENCIA EN UN SISTEMA DE CORRIENTE ALTERNA.....	19
2.2.1	<i>Transferencia de potencia</i>	21
2.3	DISPOSITIVOS FACTS.....	23
2.3.1	<i>Dispositivos semiconductores</i>	24
2.3.2	<i>Características de los dispositivos FACTS en un sistema de transmisión</i>	24
2.3.3	<i>Principales tipos de dispositivos FACTS</i>	25
2.4	APLICACIONES DE DISPOSITIVOS FACTS.....	39
	REFERENCIAS DEL CAPÍTULO.....	43
3.0	MODELAMIENTO DE DISPOSITIVOS UPFC PARA FLUJOS DE POTENCIA.....	45
3.1	PRINCIPIOS DE FUNCIONAMIENTO Y OPERACIÓN DEL UPFC.....	45
3.1.1	<i>Arquitectura básica</i>	45
3.1.2	<i>Capacidad de control en la transmisión de potencia</i>	47
3.1.3	<i>Modos de operación</i>	48
3.2	MODELAMIENTO DE DISPOSITIVOS FACTS.....	50
3.3	MODELAMIENTO DE DISPOSITIVOS UPFC.....	52
3.3.1	<i>Modelo UPFC de dos fuentes de corriente</i>	52
3.3.2	<i>Modelo UPFC sin impedancias</i>	53
3.3.3	<i>Modelo UPFC con impedancia serie y en derivación</i>	55
3.4	MODELO PARA FLUJO DE CARGA DE DISPOSITIVO UPFC.....	56
3.4.1	<i>Modelo UPFC sin impedancias</i>	58
3.4.2	<i>Modelo UPFC con impedancias</i>	63
	REFERENCIAS DEL CAPÍTULO.....	68

4.0 INCLUSIÓN DE MODELO UPFC EN FLUJO DE POTENCIA.....	70
4.1 MÉTODO ITERATIVO DE NEWTON RAPHSON.....	70
4.2 UTILIZACIÓN DEL MÉTODO N-R PARA SOLUCIÓN DE UN FLUJO DE CARGA.....	72
4.2.1 <i>Determinación de las variables de estado, V_i, δ_i</i>	74
4.3 SOLUCIÓN DEL FLUJO DE CARGA INCLUYENDO DISPOSITIVOS FACTS.....	77
4.3.1 <i>Solución del sistema de ecuaciones con N-R</i>	78
4.4 INCLUSIÓN DE MODELO UPFC CON IMPEDANCIAS EN UN FLUJO DE POTENCIA.....	79
4.4.1 <i>Consideraciones de la inclusión del modelo en el SEP</i>	80
4.4.2 <i>Flujo de potencia incluyendo el efecto esperado del UPFC en la RED</i>	81
4.4.3 <i>Solución del sistema de ecuaciones del UPFC</i>	82
4.5 SOFTWARE DE FLUJO DE POTENCIA CON DISPOSITIVOS UPFC EN MODO DE OPERACIÓN COMPLETO.....	87
4.6 CONSIDERACIONES PARA LA INCLUSIÓN DE UN MODELO UPFC EN UN FLUJO DE POTENCIA UTILIZANDO EL MÉTODO SIMULTÁNEO.....	91
REFERENCIAS DEL CAPÍTULO.....	94
5.0 VALIDACIÓN DE MODELOS.....	95
5.1 CASO DE PRUEBA.....	95
5.2 INCLUSIÓN DE MODELO UPFC EN CASO DE PRUEBA.....	97
REFERENCIAS DEL CAPÍTULO.....	101
6.0 CONCLUSIONES.....	102
6.1 RECOMENDACIONES PARA TRABAJOS FUTUROS	104

CAPITULO 1: INTRODUCCIÓN

1.1 SISTEMAS DE POTENCIA MODERNOS

El desarrollo natural de las poblaciones y de los países se ve reflejado en el crecimiento de los sistemas de potencia, que deben crecer de la mano con los cambios en la industria y en la humanidad misma. Así, las compañías de generación, de transmisión y de distribución de energía eléctrica han ido incrementando sus necesidades en términos de capacidad, confiabilidad y seguridad, para lo cual se requieren avanzadas tecnologías en protecciones, monitoreo y especialmente en control, en los grandes sistemas de potencia.

Por otro lado, el surgimiento de los conceptos de globalización de la economía y los cambios generales en la economía del mundo, provocaron, a su vez, el surgimiento de nuevas tendencias en el manejo del negocio de la producción y transmisión de energía eléctrica. La buena experiencia de algunos países pioneros en el manejo, administración y desarrollo de los sistemas de potencia bajo esquemas desregulados ha hecho que en los últimos 20 años muchos países hayan adoptado este esquema en la industria de los sistemas de potencia [7].

Tanto el crecimiento de los sistemas de potencia, como los esquemas desregulados han evidenciado las limitantes que los sistemas pueden poseer para poder abastecer la demanda, estando sujetos a los requerimientos de los mercados eléctricos, y bajo estrictas condiciones de seguridad y calidad de potencia. La evolución de los mercados de energía desregulados, la indisponibilidad de la red de transmisión por aspectos terroristas en algunos países (como el nuestro, donde a pesar de no ser una contingencia normal en los últimos años, es una amenaza latente para la cual el sistema debe estar preparado), los aspectos relacionados con asuntos ambientales, que ahora son tan rigurosos, y las restricciones de costos por derechos de servidumbre, que no hacen viable la construcción de nuevas líneas, han dado lugar a que los sistemas de potencia en muchos países operen con algunos corredores de transporte altamente cargados y con otros muy por debajo de su capacidad. Esto genera la aparición de flujos en tránsito entre niveles diferentes de voltaje, con altas restricciones operativas de estado estacionario y dinámico, con esquemas de generación obligatoria, por seguridad eléctrica, de recursos más costosos que otros disponibles. Estos aspectos tienen un alto impacto económico sobre la operación, el cual se refleja en sobre costos operativos, y en utilización y desgaste inadecuado de la infraestructura existente [13].

La generación y transmisión de energía eléctrica han sido tradicionalmente un negocio muy rentable tanto para los generadores como para los operadores de

la red de transmisión y distribución; por ello, hay un gran interés de las empresas participantes de los esquemas desregulados en abordar y dominar las diversas problemáticas que surgen en esta operación altamente restrictiva del sistema eléctrico de potencia (SEP). Así, la evolución de los SEP que redundan en sistemas de potencia complejos puede ser una de las causas que provoque la aparición de problemas técnicos en flujo de carga y estabilidad, que toman mayor relevancia por los requerimientos del mercado de energía desregulado y pueden llevar a interrupciones del sistema. Por otro lado, la transmisión AC a largas distancias, que cada vez es más común dadas las necesidades de expansión e interconexión, requiere compensación de potencia reactiva, lo que introduce restricciones de estabilidad que limitan la cantidad de potencia transferida en una línea. Otro de los problemas que se ha hecho más evidente en los SEP modernos, y que ha atraído la atención y el interés de la industria eléctrica es la aparición, y la consecuente necesidad de mitigación, de oscilaciones de baja frecuencia asociadas con los modos electromecánicos, que generalmente aparecen entre distintas áreas en una red de potencia interconectada [2]. Actualmente, con la interconexión de grandes sistemas con líneas de capacidad limitada, las oscilaciones aparecen de manera natural debido a las variaciones de las cargas, salidas de generadores o salidas de líneas de transmisión. Esto, junto con la posibilidad de controles automáticos mal sintonizados que incrementan la probabilidad de interacción adversa entre los SEP que se interconecten, afecta la seguridad y confiabilidad que debe caracterizar a un SEP moderno.

La estabilidad transitoria y la seguridad juegan un papel importante para garantizar una operación segura y confiable de los SEP. Mucho se ha estudiado y desarrollado en torno a estas necesidades de los SEP, y actualmente éstos cuentan con sofisticados sistemas de control que involucran la dinámica de las máquinas generadoras y la topología de la red de transmisión. En los últimos 20 años, con los grandes desarrollos en tecnologías de nuevos materiales, y por tanto en electrónica de potencia, han surgido nuevas alternativas para mejorar e incrementar el desempeño y la capacidad de los sistemas de transmisión de potencia. A esta alternativa se le conoce como Sistemas de Transmisión Flexible en Corriente Alterna, (FACTS por sus siglas en inglés). El incremento de estabilidad y de versatilidad en el control de los SEP, mediante la aplicación de los FACTS, sigue siendo un tema de actualidad.

Las empresas de prestación de servicios de transmisión de energía pueden ver en los dispositivos FACTS respuestas a las cuestiones financieras y de mercado que demandan una operación más óptima y rentable del SEP. Ahora más que nunca, los avances tecnológicos son necesarios para la operación confiable y segura de los sistemas de potencia. Para alcanzar tanto la confiabilidad operacional como altos niveles de rentabilidad financiera es claro que se

requiere un control y utilización más eficiente de la infraestructura del sistema existente y esto es posible en mayor medida con los equipos basados en electrónica de potencia, FACTS, que son herramientas que pueden proveer soluciones técnicas para resolver los nuevos retos de operación en los sistemas de potencia modernos. La tecnología FACTS permite mejorar la operación de un sistema con mínimas inversiones en infraestructura, (en proporción con la soluciones esperadas), con mínimo impacto ambiental, y con mejores tiempos de implementación, comparados con la construcción de nuevas líneas de transmisión cuando se trata de grandes distancias [4], y se perfila como una característica fundamental de un sistema eléctrico de potencia moderno.

1.2 DISPOSITIVOS FACTS

Como un resultado del crecimiento de los sistemas y de la desregulación, surgieron problemáticas que han causado serias perturbaciones en los sistemas, que generan requerimientos adicionales para el control de flujo de carga y para suplir con confiabilidad todo el sistema. Esto ha estimulado a las compañías que desarrollan equipos de control para SEP's, a diseñar esquemas de protección del sistema contra inestabilidad de voltaje, inestabilidad angular, inestabilidad de frecuencia, con el fin de incrementar propiedades de amortiguamiento o para otros propósitos específicos como evitar la apertura de líneas en cascada. Existen diferentes dispositivos de control utilizados para garantizar la operación estable de los sistemas eléctricos de potencia. Los controles convencionales utilizados para estos efectos hacen uso de teorías avanzadas de control que actúan sobre variables críticas de las máquinas generadoras y que permiten, bajo ciertas condiciones, incrementar los límites de estabilidad y por tanto, controlar el amortiguamiento de las oscilaciones que puedan aparecer en el sistema. Sin embargo, este tipo de controladores que actúan sobre la máquina síncrona, por sí solos no permiten realizar manejo de la congestión del SEP, y con el incremento en el suministro de energía a grandes distancias se podrían tener condiciones severas en la transmisión, bajo las cuales estos controles convencionales pueden, en algunos casos, no suministrar amortiguamiento suficiente ante la presencia de oscilaciones tipo inter-área [6]. Así, bajo ciertas condiciones de operación del SEP, estos controladores convencionales no pueden evitar la pérdida de estabilidad. Con el objeto de superar estas circunstancias e incrementar el amortiguamiento de las oscilaciones electromecánicas, además de otros objetivos de control en la operación de la red, son necesarios otros equipos efectivos como apoyo auxiliar a los dispositivos convencionales. Los dispositivos FACTS, por sus características de versatilidad de control, y de velocidad de respuesta ante las perturbaciones, son el mejor dispositivo adicional de control en un SEP.

Los dispositivos FACTS pueden proporcionar un control rápido y continuo del flujo de potencia en los sistemas de transmisión controlando los voltajes en los nodos críticos, cambiando la impedancia de las líneas de transmisión o controlando el ángulo de fase al final de las líneas [3]. La tecnología FACTS se ha implementado gracias a los grandes desarrollos realizados en términos de capacidad de manejo de potencia y de velocidad de respuesta en dispositivos tiristores de electrónica de potencia que permiten la construcción de equipos que se pueden adicionar con altos niveles de seguridad y eficiencia a los SEP.

La tecnología FACTS puede aumentar la transferencia de potencia a través de sistemas de transmisión de potencia que actualmente tienen restricciones por capacidad física de la línea, dada su habilidad de manipular potencia activa y reactiva por un corredor de transporte, lo que podría, bajo ciertas condiciones de mercado, disminuir los costos del suministro de potencia [7]. Uno de los conceptos básicos para mitigar el enorme desbalance de potencia entre la potencia mecánica del generador y la carga eléctrica durante una perturbación, está basado en la habilidad de los controladores FACTS para variar rápidamente los parámetros afectados por el flujo de potencia tales como la reactancia de la línea [5].

Entre algunas de las ventajas de los dispositivos FACTS se pueden mencionar, un mayor control de potencia, la habilidad de cargar las líneas de transmisión en niveles cercanos a sus límites térmicos y una mayor facilidad para transferir potencia entre áreas controladas, de tal forma que se pueden reducir los márgenes de reserva de generación. Los dispositivos FACTS han probado ser efectivos para aumentar o disminuir el amortiguamiento de algunos modos de oscilación que pueden variar dependiendo de algunas condiciones de operación. Por otro lado y debido a que múltiples sistemas FACTS pueden ser colocados en el sistema de transmisión, para lograr un mejor desempeño, se requiere que estén integrados y coordinados centralmente, con el objeto de prevenir interacciones no deseadas entre las operaciones de control en diversas áreas del SEP [1]. El impacto de la inclusión de estos dispositivos en un SEP ha modificado en algunos aspectos el estudio y análisis de los sistemas de potencia dadas las alteraciones que provoca en los modelos matemáticos convencionales de los sistemas que no incluían estos equipos.

1.3 ESTUDIO Y ANÁLISIS DE SISTEMAS DE POTENCIA

Desde el encuentro general de la sociedad de ingeniería de potencia llevado a cabo en 2003 [8], se ha planteado la necesidad de definir estrategias para establecer vínculos mediante alianzas interdisciplinarias en investigación, entre los expertos en asuntos prácticos en temas como dispositivos FACTS, y la

academia, para desarrollar nuevos paradigmas de educación en Ingeniería Eléctrica. Esto se plantea como una necesidad debido al fuerte impacto que la inclusión de estos dispositivos trae en un SEP y por tanto en toda la planeación, operación y análisis de los mismos, que deben ser temas de amplio dominio de las nuevas generaciones de ingenieros electricistas. El uso de controladores FACTS en el sistema depende de la aplicación que se desee y debe ser muy bien justificado, dadas las grandes inversiones necesarias para implementar estos sistemas, que deben ser evaluadas en términos del mejoramiento en el desempeño del sistema. Este mejoramiento en el desempeño de un sistema solo puede ser predicho a través de una simulación adecuada de controladores FACTS, la cual debe permitir analizar, además, la viabilidad técnica y económica de su inclusión en sistemas específicos. En la actualidad las universidades a nivel internacional adelantan grandes esfuerzos para crear nuevas metodologías de control y modelado de los FACTS, las cuales han contado con el apoyo de grandes empresas como ABB y empresas de transporte de energía eléctrica en EEUU, Europa y Asia.

En capítulos subsecuentes de este documento se muestra la gran variedad de dispositivos FACTS que pueden ser incluidos en un SEP, y en algunos de ellos se detallan los diferentes modos de operación bajo los cuales ellos pueden interactuar con un sistema. En la actualidad, el acceso a modelos completos de software, de algunos dispositivos FACTS, con claras diferenciaciones entre los posibles modos de operación bajo los cuales afectan la dinámica de los SEP, forman parte, por lo general, de software de tipo comercial que puede ser muy costoso para instituciones de educación, o son modelos restringidos y de uso exclusivo de las empresas de potencia que financian las investigaciones en el área. Por otra parte, aunque algunos paquetes de software de uso libre como PSAT, incluyen algunos modelos con modos de operación limitados, requieren de la revisión minuciosa de los algoritmos para concluir bajo qué aplicaciones y análisis serían adecuados. Así, se hace necesario estudiar modelos de simulación que den soporte tanto a los programas de formación en ingeniería eléctrica, como a los grupos de investigación en ingeniería de potencia que quieran incursionar en el estudio y análisis de sistemas de potencia con dispositivos FACTS, haciendo uso de herramientas de software simples y de bajo costo.

Hasta 2005 [9], no existían publicaciones de modelos o simulaciones especializadas de controladores basados en electrónica de potencia para aplicaciones en el sistema eléctrico Colombiano. La universidad de los Andes en 2004 [10], presentó un estudio para la UPME (Unidad de Planeamiento Minero Energética), de la viabilidad de la inclusión de algunos dispositivos FACTS simples en el sistema Colombiano. En este estudio el grupo de la universidad de los Andes utilizó algunos modelos básicos de dispositivos serie

y de dispositivos shunt, corriendo bajo un flujo óptimo de potencia. Sin embargo, no publicó los detalles de los modelos utilizados y de los modos de operación bajo los cuales interactuaron con el SEP en los estudios realizados, lo que sigue haciendo del dominio de los modelos, de sus modos de operación y de los detalles de su inclusión en un SEP, temas de poco conocimiento en la comunidad académica que no ha abordado estos tópicos como temas de investigación.

La llegada de los FACTS a los sistemas de potencia provoca que las herramientas de análisis de los sistemas de potencia se deban actualizar e incluyan las modificaciones necesarias que permitan simular los efectos de estos dispositivos en el sistema completo. El estudio y enseñanza de estos dispositivos es una necesidad en los programas de enseñanza de ingeniería eléctrica que pretendan ser actualizados y competitivos. En una encuesta evaluativa de los programas internacionales de educación en ingeniería de potencia, cuyos resultados fueron presentados en el encuentro general de la sociedad de ingeniería de potencia de IEEE en 2006, [11], se sugiere el estudio de dispositivos FACTS en sistemas de potencia como un tópico especial que debe ser incluido en los cursos de pregrado. Este trabajo está orientado a convertir el análisis de los dispositivos FACTS y su interacción con el flujo de potencia en un SEP, en un tema de fácil acceso para su inclusión en los cursos de pregrado en análisis de sistemas de potencia.

1.4 DESCRIPCIÓN DE ESTE TRABAJO

Este trabajo ha seleccionado el dispositivo FACTS tipo UPFC, (Unified Power Flow Controller), como el dispositivo a estudiar para ser incluido en un software para estudios eléctricos en sistemas de potencia como flujos de carga, y hace una descripción detallada tanto de los modelos implementados como de su inclusión en un software de flujos de sistemas de potencia. Para validar la eficiencia de los modelos obtenidos, ha seleccionado un sistema de potencia de prueba adecuado para ver los efectos esperados de la inclusión del UPFC en el sistema. El desarrollo de este trabajo ha sido un aporte muy significativo al grupo GIMEL dada la necesidad del grupo de incursionar en el análisis avanzado de sistemas de potencia con dispositivos FACTS, y del departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Antioquia, que está en continua actualización de su programa de enseñanza en sistemas de potencia.

Este es un documento que está orientado a ser una herramienta para la enseñanza de sistemas de potencia que incluyen la operación con dispositivos FACTS, describe en detalle las modificaciones que la inclusión de un UPFC provoca en el flujo de carga y entrega una herramienta de software que incluye

los modelos implementados. La herramienta de software que se desarrolla en este trabajo utilizó como base para la implementación de los modelos analizados, un software de flujo de carga en sistemas de potencia, desarrollado en plataforma Matlab por el profesor Dr, Carlos A. Castro, profesor asociado de la escuela de ingeniería eléctrica y computación en el departamento de sistemas de potencia de la Universidad de Campinas, Brasil, quien lo dispuso en su página web, con carácter gratuito para efectos académicos [12].

1.5 OBJETIVOS DE LA TESIS

1.5.1 OBJETIVO GENERAL

Obtener un modelo de simulación de un dispositivo FACTS tipo UPFC, (Unified Power Flow Controller), que pueda ser utilizado en estudios eléctricos de estado estable en sistemas eléctricos de potencia.

1.5.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Utilizar software especializado disponible en el departamento de ingeniería eléctrica UdeA, como plataforma de programación en la obtención del modelo del UPFC.

Obtener un modelo de UPFC que pueda ser utilizado para estudios eléctricos en sistemas de potencia como flujos de carga.

Seleccionar un sistema de potencia de prueba simplificado adecuado para hacer estudios eléctricos con el modelo UPFC obtenido.

Dar una herramienta de simulación al grupo de investigación GIMEL para análisis avanzado de sistemas de potencia con dispositivos FACTS.

1.6 ORGANIZACIÓN DE LA TESIS

En el capítulo 2 se describen los fundamentos de la tecnología FACTS, los tipos de dispositivos y sus principios de operación, así como las diferencias y potencialidades de cada uno de ellos en su inclusión en sistemas de transmisión de energía eléctrica. Los principales modelos propuestos por la literatura internacional son abordados y analizados en el capítulo 3, donde se enfatiza en los modelos de los dispositivos FACTS tipo UPFC. El capítulo 4 se encarga de adaptar los modelos presentados en el capítulo 3 para ser incluidos en un flujo

de potencia y presenta la metodología a seguir para tal efecto. Se enfatiza en la adaptación de los modelos para utilizar el método de Newton Raphson en la solución de los flujos de carga.

Los métodos y procedimientos de validación del software se presentan en el capítulo 6 y en un capítulo final se discuten las conclusiones y sugerencias para darle continuidad a este trabajo.

REFERENCIAS DEL CAPÍTULO

- [1] Karlsson, D.; Hemmingsson, M.; Lindahl, S; "Wide area system monitoring and control - terminology, phenomena, and solution implementation strategies"; Power and Energy Magazine, IEEE Volume 2, Issue 5, Sept.-Oct. 2004 Page(s):68 - 76
- [2] Prabha Kundur; "Power System Stability and Control", The EPRI power system engineering series; McGraw Hill, Inc; 1994
- [3] Narain G. Hingorani, Laszlo Gyugy; "UNDERSTANDING FACTS: Concepts and Technology of Flexible AC Transmission Systems"; IEEE Power Engineering Society, IEEE Press; 2000
- [4] J Paserba, "Recent Power Electronics/FACTS Installations to Improve Power System Dynamic Performance", Power Systems Conference and Exposition, Atlanta, GA, USA, October 29-November 1, 2006
- [5] Tan, Y.L.; Wang, Y; "Effects of FACTS controller line compensation on power system stability"; Power Engineering Review, IEEE Volume 18, Issue 8, Aug 1998 Page(s):55 - 56
- [6] Mhaskar, U.P.; Kulkarni, A.M.; "Power Oscillation Damping Using FACTS Devices: Modal Controllability, Observability in Local Signals, and Location of Transfer Function Zeros"; IEEE Transactions on Power Systems, Vol 21, N° 1, February 2006; pp 285-294
- [7] Verma, K. S.; Gupta, H. O.; " Impact on Real and Reactive Power Pricing in Open Power Market Using Unified Power Flow Controller"; IEEE Transactions on Power Systems, Vol 21, N° 1, February 2006; pp 365-371
- [8] Momoh, J.; "Developing interdisciplinary research and education: a case for power system"; Power Engineering Society General Meeting, 2003, IEEE Volume 1, 13-17 July 2003
- [9] López, G. J.; Amin, A. I; "Modelo De Controladores Basados En Electrónica De Potencia Aplicados A Sistemas Eléctricos (Aplicaciones Mediante Simulación En Pscad)" Tesis. Universidad Pontificia Bolivariana Medellín; Julio de 2005.
- [10] M.T. Rueda de Torres; M. Rios; A. Torres "Sistemas Facts ("Flexible Ac Transmission Systems") Para Colombia"; CIFI, FACULTAD DE INGENIERÍA UNIANDES – UPME, Bogotá, marzo 4 de 2004.

[11] Kyriakides, E.; Suryanarayanan, S., "Surveys-based assessment of international power engineering education programs"; Power Engineering Society General Meeting, 2006. IEEE 18-22 June 2006

[12] Castro Carlos A; Software de flujo de sistemas de potencia. Gratuito para aplicaciones académicas. <http://www.dsee.fee.unicamp.br/~ccastro/>

[13] G. Marín and J.M. Ramirez; "Alleviating Congestion Of An Actual Power System By Genetic Algorithms." Proceedings of IEEE Power Engineering Society. General Meeting, Denver, Colorado, USA June 2004, Pag 2134-2142

CAPÍTULO 2: SISTEMAS DE TRANSMISIÓN FLEXIBLE EN CORRIENTE ALTERNA

2.1 REQUERIMIENTOS DE CONTROL EN SISTEMAS DE POTENCIA MODERNOS

La necesidad de nuevas herramientas y tecnologías en la operación y control de los sistemas eléctricos de potencia interconectados, se hace cada vez más evidente ante la expansión de los mismos dadas las exigencias de carga, y ante la inminente entrada, de sistemas de generación de energía no convencionales. Variables tales como frecuencia, magnitudes y fases de tensiones y corrientes, flujos de potencia activa y reactiva en las redes de transmisión, son parámetros que deben ser cuidadosamente monitoreados para hacer un manejo eficiente de los recursos del sistema dentro de un esquema de mercado desregulado. Todo esto ha redundado en un rápido desarrollo de los sistemas de potencia, generado fundamentalmente, como se mencionó, por el incremento de la demanda de energía y por las interconexiones con otros países. Esto, a su vez, ha causado diferentes problemas técnicos en los sistemas que afectan la confiabilidad en el cubrimiento de la carga, lo que es un factor esencial dadas las connotaciones económicas y sociales que esto implica.

El desarrollo mencionado ha estado marcado por la desregulación de los mercados de energía eléctrica, la cual da a los usuarios la posibilidad de comprar energía al precio más favorable, pero también, ocasiona rápidos cambios en las condiciones de operación del sistema, condiciones que además son usualmente cambiadas por la entrada y salida de cargas, (aspecto característico de en cualquier sistema de potencia por las variaciones normales de la carga), y por los requerimientos de calidad y confiabilidad de los usuarios. Estos cambios rápidos en la operación influyen decisivamente en el óptimo desempeño de la red. Así, como un resultado del crecimiento de los sistemas y de la desregulación, surgieron problemáticas adicionales que han causado serias perturbaciones en los sistemas y que generan requerimientos adicionales para el control de flujo de carga y para suplir con confiabilidad todo el sistema.

De esta manera, un sistema de potencia moderno suele estar caracterizado y limitado por los siguientes aspectos [1], que, además de acentuar los requerimientos de control típicos de un sistema de potencia, adicionan otros requerimientos relativos a la necesidad de mayor control sobre el sistema:

1. Las presiones económicas impuestas por la dinámica del mercado de electricidad, exigen maximizar la utilización de la infraestructura de los sistemas de transmisión, el cual muy a menudo, opera cerca de los

límites del sistema y sus componentes. Por la misma razón hay también un deseo permanente de mover los límites que restringen la operación adecuada del sistema.

2. La confiabilidad en el suministro de electricidad, cada vez se convierte en un aspecto más esencial para la sociedad, y los apagones, (conocidos típicamente en la literatura como “Blackouts”), se están volviendo cada vez más críticos y costosos donde sea que ocurran.
3. Cada vez surgen más requerimientos en desarrollos tecnológicos en el área de comunicaciones y sincronización de medidas, entre otros, se hacen necesarias medidas confiables de fasores de voltaje. Estas tecnologías ya han sido desarrolladas y en los sistemas donde han sido implementadas han hecho posible el diseño de soluciones de sistemas amplios de protección. El uso de mediciones fasoriales tiene su principal uso en aplicaciones en sistemas de medición de área amplia (Wide Area Measurement System, WAMS).
4. El mercado desregulado de electricidad puede ocasionar rápidos cambios en las condiciones operacionales del sistema. Parámetros de flujo de carga nuevos y desconocidos surgen más frecuentemente para el operador del sistema.
5. Hay una tendencia general a incluir tanto aspectos de operación normal como el tratamiento de perturbaciones, en la automatización del sistema de potencia.
6. Las perturbaciones de gran impacto en sistemas de potencia muy grandes, durante la última década, han obligado a las compañías de transporte de energía eléctrica a diseñar esquemas de protección del sistema para contrarrestar inestabilidad de voltaje, inestabilidad angular, inestabilidad de frecuencia, para incrementar propiedades de amortiguamiento o para otros propósitos específicos como evitar el disparo de líneas en cascada.
7. Muchas investigaciones y desarrollos en universidades y en la industria, han incrementado significativamente nuestro conocimiento acerca de aquellos fenómenos en el sistema de potencia causados por los extendidos apagones, lo que ha permitido plantear nuevas metodologías y técnicas para contrarrestarlos.
8. Hay un interés en incrementar la seguridad física de las redes de potencia contra actos de sabotaje, los cuales tradicionalmente no eran

considerados en el planeamiento de la red. Son necesarios rápidos y eficientes controles y protecciones para detener la propagación de los trastornos que estos actos puedan ocasionar.

Estos cambios enfrentan al operador de los sistemas con escenarios diferentes y más problemáticos que en el pasado y por ello, han estimulado a las compañías de transporte de energía eléctrica a trabajar en el diseño de esquemas de protección del sistema. Esta búsqueda de las compañías que participan de los mercados desregulados de energía, ha llevado a una nueva era tecnológica en términos de operación y control en sistemas eléctricos de potencia.

Tradicionalmente, el control de los flujos de potencia se ha efectuado a través del control de la generación, la regulación de tensión mediante transformadores desfasadores o con cambia taps, y la compensación reactiva mediante conexión y desconexión de bancos de condensadores o reactores. Si bien estas soluciones cumplen su propósito, la enorme evolución de la electrónica de potencia, tanto en capacidad como en disminución de costos de producción, han dado el empuje necesario para la adopción de nuevas alternativas como los dispositivos FACTS [2,8].

Dado que no es objetivo de este trabajo realizar análisis exhaustivos de estabilidad y control en SEP's, en este capítulo solo se mencionan de manera breve los fenómenos a contrarrestar más comunes y serios en los sistemas de potencia, que pueden llevar a apagones, causar pérdidas millonarias en los esquemas de mercado, o deteriorar la vida útil de los activos de la red, y para los cuales los dispositivos FACTS pueden ser una solución adecuada.

2.1.1 DEFINICIÓN DE ESTABILIDAD EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

Aunque la estabilidad de un SEP no es algo trivial, el concepto general es bastante simple. Se dice que un sistema de potencia es estable, o que opera en estado estable, si cumple con dos características básicas:

1. Si las variables eléctricas del SEP, (tensión, corriente, ángulos), permanecen dentro de un rango de operación aceptable, es decir que se mantienen constantes durante la operación, ó dentro de un rango de valores admisibles que no viola los límites técnicos y operativos de los equipos y del esquema de mercado, respectivamente.
2. Si cuando el SEP, durante su operación en estado estable dentro de valores aceptables para todas las variables del sistema, es perturbado, es

capaz de retornar en un tiempo aceptable a un estado operativo donde todas las variables eléctricas y mecánicas del sistema están dentro de rangos operativos admisibles por el SEP.

Es importante observar que la definición de un determinado SEP como estable, no depende solo de que opere dentro de valores admisibles para las variables del mismo, sino también de su capacidad para retornar a una condición de equilibrio después de una perturbación. Son múltiples las posibles contingencias a las que se puede ver sometido un SEP, y dependiendo de la naturaleza de la contingencia, el problema técnico que desencadenan puede ser uno u otro. En el siguiente numeral se mencionan algunos de los más comunes.

2.1.2 PROBLEMAS TÍPICOS DE UN SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA

a) Inestabilidad angular

La estabilidad angular es la habilidad de las máquinas síncronas interconectadas de un SEP de mantenerse en sincronismo [2]. Este problema de estabilidad involucra el estudio de las oscilaciones electromecánicas inherentes en los sistemas de potencia, y por tanto el análisis del ángulo del rotor de las máquinas síncronas, que es función de la potencia mecánica aplicada al rotor y de la potencia eléctrica transferida a la red.

En un sistema caracterizado por estabilidad angular, al aumentar la velocidad de un generador, (por ejemplo por una pérdida repentina de carga), las variaciones angulares provocan un aumento de la potencia eléctrica transferida, lo que contrarresta el efecto de aumento de velocidad en el generador y orienta el sistema hacia un punto de equilibrio estable. En cambio, en un sistema angularmente inestable, las variaciones angulares provocadas por un aumento en la velocidad de un generador, conllevan una disminución de la potencia eléctrica transferida y esto a su vez, refuerza el aumento de velocidad del generador, lo que es una clara condición de inestabilidad.

Es común y práctico caracterizar los fenómenos de estabilidad angular en dos categorías:

1. Inestabilidad angular de pequeña señal

Un sistema tiene inestabilidad angular de pequeña señal cuando es incapaz de mantenerse en sincronismo bajo pequeñas perturbaciones que ocurren continuamente en el sistema a causa de pequeñas variaciones en carga y generación [2]. Compensadores estáticos de VAR's (SVCs) y estabilizadores

de sistemas de potencia (PSSs) son medios comunes para contrarrestar las oscilaciones de potencia generadas en este tipo de perturbaciones [1].

Actualmente, con la interconexión de grandes sistemas con líneas de capacidad limitada, las oscilaciones electromagnéticas con duración de unos cuantos milisegundos y las oscilaciones electromecánicas con duración de algunos segundos, pueden aparecer de manera natural debido a las variaciones de las cargas, salidas de generadores o salidas de líneas de transmisión. Este fenómeno incrementa la probabilidad de interacción adversa entre los SEP, afectando la seguridad y confiabilidad. En los últimos 25 años los problemas de oscilaciones de pequeña magnitud y baja frecuencia han recibido mayor atención por el impacto negativo en los sistemas tales como la permanencia por largos periodos y algunas limitaciones en la capacidad de transferencia de potencia, aspectos que pueden ser bien manejados con el uso de FACTS.

2. Inestabilidad angular transitoria

La estabilidad transitoria se refiere a la capacidad de los generadores de permanecer en sincronismo cuando están sujetos a grandes perturbaciones tales como fallas trifásicas y salidas de líneas de transmisión. El periodo de tiempo para la estabilidad transitoria es de unos cuantos segundos debido a que la pérdida de sincronismo puede suceder rápidamente en ese corto tiempo y origina que la posición angular de los rotores de los generadores comience a incrementarse bajo la influencia de la potencia acelerante positiva y el sistema pierda estabilidad si el rotor experimenta una excursión grande [3]. Estos y otros factores han sido muy importantes en el diseño y uso de dispositivos basados en electrónica de potencia para ayudar a incrementar la estabilidad de los sistemas de potencia en el periodo de post-falla.

Se puede definir la inestabilidad angular transitoria como la incapacidad del sistema de mantenerse en sincronismo cuando es sometido a perturbaciones transitorias severas [2]. Normalmente los sistemas incluyen estudios de diseño para asegurar la estabilidad angular transitoria para posibles contingencias. Estos estudios consideran parámetros como la impedancia de las líneas, el tiempo de disparo, autorrecierres, constantes de inercia, y equipos adicionales como capacitores serie y resistores de interrupción [1].

b) Inestabilidad de frecuencia

La inestabilidad de frecuencia comúnmente es resultado de un gran déficit o superávit repentino de generación debido a los cambios dinámicos entre la generación y la carga. En caso de caídas de frecuencia o déficit, el deslastre controlado automático de carga es una medida ampliamente utilizada para contrarrestar salidas del sistema por este motivo. En el caso de sobrefrecuencias o superávit debidas a la pérdida repentina de carga, los generadores pueden ser deslastrados. La inestabilidad de frecuencia puede ocurrir durante la última fase de una perturbación mayor en el sistema de potencia.

c) Inestabilidad de voltaje

La inestabilidad de voltaje es la incapacidad de un sistema de mantener los voltajes en todos los barrajes del sistema, dentro de valores admisibles, bajo condiciones de operación normal y después de haber sido sometido a una perturbación [2]. Para propósitos de análisis es común y práctico caracterizar los fenómenos de estabilidad de voltaje en dos categorías:

1. Inestabilidad de voltaje a corto plazo

La inestabilidad de voltaje a corto plazo es normalmente asociada con una reducción extremadamente severa de la capacidad de la red, causada por ejemplo por el disparo de varias líneas paralelas. Una de las características de este tipo de problemas es que no hay un punto de equilibrio estable inmediatamente después de aclarada la falla inicial. Las acciones tendientes a controlar este tipo de perturbaciones deben ser rápidas, (unos pocos segundos o fracciones de segundo), y muy potentes (como por ejemplo, grandes cantidades de deslastre de carga) [1].

2. Inestabilidad de voltaje a largo plazo

Cuando el sistema de potencia está en transición hacia inestabilidad de voltaje a largo plazo, el sistema ha pasado, y ha controlado de manera adecuada, una primera perturbación, es decir, hubo un punto de equilibrio estable inmediatamente después de aclarar la perturbación; sin embargo, la recuperación de la carga y la operación de los cambia taps, provocan decremento en el voltaje del sistema de transmisión y el colapso ocurre en la escala de tiempo de 10 segundos a 30 minutos. Sin ninguna perturbación inicial, la inestabilidad de voltaje a largo plazo, podría ocurrir debido a un incremento de carga muy alto y durante un tiempo muy corto [1].

d) Salidas en cascada

La salida en cascada de líneas o generadores podría tener diferentes orígenes, pero son principalmente asociados con alguna clase de sobrecarga, seguida por un disparo de una línea o unidad generadora, lo cual causa un incremento en la sobrecarga en las unidades que quedan y el fenómeno se repite sucesivamente. En tal caso, podría requerirse deslastre de carga o rechazo de generación, para preservar la integridad del sistema de potencia.

e) Congestión

Se dice que hay congestión en un SEP cuando éste opera en o cerca de por lo menos uno de sus límites de transferencia. Estos límites pueden tener su origen en asuntos estrictamente técnicos como por ejemplo la capacidad térmica de una línea, y otros relacionados con la estabilidad del sistema, así como en asuntos referentes a los esquemas de mercado bajo los cuales opere el SEP. La congestión obliga al sistema a operar en condiciones poco óptimas desde el punto de vista de aprovechamiento de infraestructura de red disponible y de transacciones comerciales inadecuadas para el usuario final [4].

Los grandes desarrollos tecnológicos en electrónica de potencia han proporcionado nuevas alternativas para mejorar e incrementar el desempeño y la capacidad de los sistemas de transmisión de potencia, permitiendo diseñar dispositivos que ayudan a superar las circunstancias mencionadas en este ítem. Esa alternativa interesante y efectiva es el uso de los Sistemas de Transmisión Flexible en Corriente Alterna, FACTS, cuyas características y principios de funcionamiento discutiremos en lo que resta de este capítulo.

2.2 FLUJOS DE POTENCIA EN UN SISTEMA DE CORRIENTE ALTERNA

Dadas las imposibilidades actuales de almacenar energía en sistemas de potencia en corriente alterna, debe existir un balance permanente entre la generación y la carga. De algún modo el sistema eléctrico es autorregulado, ya que si la generación es menor que la carga, habrá una disminución del nivel de voltaje y frecuencia, y la carga disminuirá hasta igualar la generación menos las pérdidas de transmisión. Sin embargo existe solo un pequeño margen para esta autorregulación. Si el voltaje es elevado usando un soporte de potencia reactiva, la carga crecerá, y en consecuencia la frecuencia seguirá disminuyendo hasta llevar el sistema al colapso. Cuando se dispone de una generación suficiente,

habrá flujos de potencia activa hacia las áreas con déficit. Los flujos se establecerán a través de todos los caminos paralelos disponibles y, si no existe ningún tipo de control, están determinados por las leyes de los circuitos eléctricos.

Si se considera el caso del flujo de potencia a través de líneas de transmisión en paralelo (figura 2.1), en ausencia de algún tipo de control, el flujo de potencia se basa en el inverso de las impedancias de las líneas [5]. Además de los problemas de propiedad y monopolio sobre las líneas y otros aspectos regulatorios sobre las cantidades de potencia a transferir, es muy probable que la línea de menor impedancia se sobrecargue y limite la capacidad de ambos caminos a pesar de que la línea de mayor impedancia no esté plenamente cargada. No sería muy conveniente aumentar la capacidad de la línea saturada; más aun si la otra línea aun tiene capacidad.



Figura 2.1 Flujo de potencia en líneas paralelas
Adaptación de la figura 1.1a de la referencia [5]

En este caso, se podría controlar el flujo de potencia que circula a través de una línea según requerimientos determinados (por ejemplo se podría limitar el flujo de potencia a su valor nominal, en caso de una contingencia como la falla de una de las líneas), mediante la realización de las siguientes posibles acciones:

1. Si una de las dos líneas de la figura 2.1 se reemplaza por un sistema de transmisión en corriente directa de alto voltaje (HVDC por sus siglas en inglés), La cantidad de potencia que fluye por la línea HVDC se puede controlar gracias al control de los convertidores electrónicos, permitiendo así mismo hacer uso pleno de la línea hasta el límite de sus capacidades térmicas (si los convertidores tienen la capacidad). Además, dada su respuesta rápida puede ser útil para mantener la estabilidad en

la línea de AC. Sin embargo, por su alto costo, los sistemas HVDC son apropiados solo para la transmisión en grandes distancias [5].

2. Variando de manera controlada la impedancia de la línea.
3. Variando de manera controlada el ángulo de fase.
4. Inyectando un voltaje en serie, de magnitud y ángulo controlables.

Las acciones de control de flujo de potencia mencionadas en los puntos 2, 3 y 4 son posibles mediante la utilización de dispositivos FACTS y tienen su fundamento en el análisis de la potencia transferida entre dos nodos de un sistema de potencia en corriente alterna que se realiza a continuación.

2.2.1 TRANSFERENCIA DE POTENCIA

Al considerar un sistema de potencia simple como el de la figura 2.2, es fácil utilizar las leyes circuitales para obtener una expresión que identifique los parámetros que definen la transferencia de potencia a través de una línea en un sistema de transmisión:

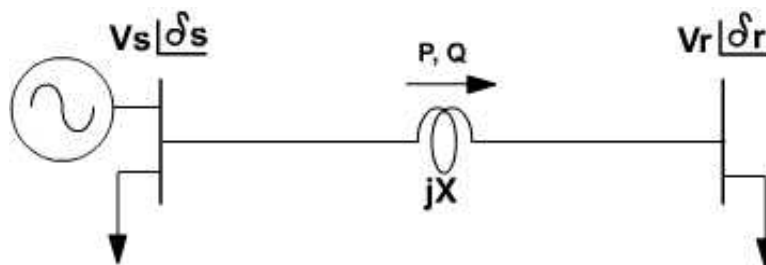


Figura 2.2 Transferencia de potencia entre dos nodos

La corriente que fluye del nodo s al nodo r , de la figura 2.2, está definida por la ecuación:

$$I = \frac{\vec{V}_s - \vec{V}_r}{jX} \tag{2,1}$$

$$I^* = \frac{(V_s \angle -\delta_s) - (V_r \angle -\delta_r)}{-jX}$$

La transferencia de potencia del nodo s al nodo r se define por la expresión:

$$\begin{aligned}
\vec{S}_s &= \vec{V}_s * \vec{I}^* = P + jQ \\
\vec{S}_s &= (V_s \angle \delta_s) * \frac{(V_s \angle -\delta_s) - (V_r \angle -\delta_r)}{-jX} \\
\vec{S}_s &= \frac{V_s V_r * \sin(\delta) + j(V_s^2 - V_s V_r * \cos(\delta))}{X}; \delta = \delta_s - \delta_r
\end{aligned} \tag{2,2}$$

El subíndice s indica que se trata de la potencia inyectada a la línea de transmisión desde el nodo s , hacia el nodo r . Separando las partes real e imaginaria de la expresión para la potencia compleja se tienen las expresiones para la potencia activa y reactiva entregadas por el sistema a la línea desde s :

$$\begin{aligned}
P_s &= \frac{V_s V_r}{X} * \sin(\delta) \\
Q_s &= \frac{1}{X} * (V_s^2 - V_s V_r * \cos(\delta))
\end{aligned} \tag{2,3}$$

Si realizamos el mismo análisis desde el nodo r tenemos las expresiones para potencia activa y reactiva entregadas por el sistema a la línea desde el nodo r :

$$\begin{aligned}
P_r &= -\frac{V_s V_r}{X} * \sin(\delta) \\
Q_r &= \frac{1}{X} * (V_s V_r * \cos(\delta) - V_s^2)
\end{aligned} \tag{2,4}$$

Aunque si se analizan las pérdidas de potencia en la línea se observa la necesidad de reducir el flujo de potencia reactiva Q para reducir las pérdidas, concentraremos, en adelante, el análisis, en la expresión obtenida en (2,3) para la potencia activa. En esta expresión, vemos como la potencia transferida a través de una línea de transmisión depende de tres parámetros:

1. Magnitud de los voltajes de nodo, V_s , V_r .

La inyección de un voltaje en serie con la línea con un ángulo cualquiera con respecto al voltaje, puede controlar la magnitud y la fase de la corriente de la línea. Esto puede controlar de manera efectiva el flujo de potencia activa y reactiva en la línea. Requiere la inyección tanto de potencia activa como reactiva en serie con la línea.

2. Impedancia de la línea, X .

El control de la impedancia de la línea, X , por ejemplo con un condensador serie controlado por tiristores [5], puede proporcionar un medio poderoso

para el control de la corriente. Cuando el ángulo no es grande, que es a menudo el caso, el control de X o del ángulo proporciona un control efectivo de la potencia activa.

3. Ángulo entre los voltajes de nodo, $\delta = \delta_s - \delta_r$.

El control del ángulo, por ejemplo con un regulador de ángulo de fase [5], que a su vez controla el voltaje, proporciona un medio efectivo de controlar el flujo de corriente y a su vez el flujo de potencia activa cuando el ángulo no es grande.

Observando la ecuación (2,3), es evidente que manipulando cualquiera de los tres parámetros mencionados se puede tener un control sobre los flujos de potencia activa y reactiva entre dos sistemas. La cuestión a considerar es cómo manipular estos parámetros mediante dispositivos que impacten el sistema de manera eficiente tanto en lo técnico como en lo económico.

2.3 DISPOSITIVOS FACTS

Las innovaciones en tecnología de semiconductores han permitido la construcción de nuevos y poderosos tiristores como los tiristores de apagado de puerta, GTOs (Gate Turn-off Thyristors) y como los transistores bipolares de puerta aislada, IGBT (Insulated Gate Bipolar Transistor). El desarrollo basado en esos dispositivos semiconductores primero estableció la tecnología de transmisión DC a alto voltaje HVDC, como una alternativa para la transmisión AC a largas distancias [6], y ésta tecnología, a su vez, estableció la base para el desarrollo de los sistemas de transmisión flexible en AC, FACTS, equipos que pueden ser usados para resolver los problemas en sistemas de transmisión AC mencionados en los numerales anteriores.

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 de los dispositivos FACTS equipos que contribuyen a una operación óptima de un SEP.

Así, los FACTS pueden ser definidos como aquellos sistemas de transmisión en corriente alterna basados en electrónica de potencia, y en otros controladores estáticos, cuyo fin es aumentar la controlabilidad e incrementar la capacidad de transferencia de potencia de un SEP [8].



Figura 2.3 Componentes de la tecnología FACTS
Adaptación de figura 7 de la referencia [6]

2.3.1 DISPOSITIVOS SEMICONDUCTORES

Los dispositivos FACTS tienen como base operativa el desarrollo de dispositivos semiconductores con poderosas características en cuanto a capacidad de potencia, tamaño y relación costo – beneficio.

Los más poderosos dispositivos semiconductores para aplicaciones de potencia siguen siendo los tiristores, los cuales tienen la capacidad de manejar más de 10 KV y llevar corrientes superiores a los 5 KA [6]. Algunos de estos dispositivos, como el GTO, ofrecen ventajas adicionales para interrupción de corriente, lo que habilita el uso de convertidores de conmutación forzada, que es una de las ventajas constructivas y de las características avanzadas de los dispositivos FACTS. Los dispositivos IGBT son utilizados en convertidores de baja capacidad nominal de potencia, principalmente son utilizados en redes de medio y bajo voltaje y son parte importante de muchos dispositivos empleados en incrementar la calidad de la potencia en estos niveles de tensión gracias a sus características de rapidez de respuesta ya que permiten el suicheo con frecuencias en un rango entre los 3KHz y los 10KHz [5].

Aunque los tiristores son parte fundamental de la operación de un dispositivo FACTS, es posible realizar simplificaciones circuitales a la hora de analizar el impacto de un dispositivo FACTS en los flujos de potencia en un sistema. Estas simplificaciones suponen la operación adecuada del equipo FACTS como un todo, y no requieren detallar las dinámicas de un tiristor en la operación de un FACTS inserto en un SEP. Por este motivo, y dado que este trabajo orienta su

análisis hacia el impacto de los FACTS en un SEP y no hacia el control mismo de los FACTS, no se enfatiza en detalles concernientes a la tecnología de semiconductores.

2.3.2 CARACTERÍSTICAS DE LOS DISPOSITIVOS FACTS EN UN SISTEMA DE TRANSMISIÓN

La idea operativa fundamental de un dispositivo FACTS es afectar alguno de los parámetros de la ecuación de transferencia de potencia presentada en (2,3). Los dispositivos FACTS pueden influenciar uno o más de esos parámetros y de este modo influenciar el flujo de potencia.

En términos generales, estos dispositivos pueden generar los siguientes impactos sobre el sistema de potencia en el que se insertan:

1. Pueden proporcionar un control rápido y continuo del flujo de potencia en los sistemas de transmisión controlando los voltajes en los nodos críticos, cambiando la impedancia de las líneas de transmisión o controlando el ángulo de fase al final de las líneas.
2. Permiten el incremento de la cargabilidad de las líneas de transmisión a niveles cercanos a los límites térmicos. Por ello pueden aumentar la transferencia de potencia a través de sistemas de transmisión que tienen restricciones en la actualidad, optimizando el uso de la infraestructura disponible y suministrando potencia a bajos costos a un gran número de consumidores.
3. Permiten la disminución de las oscilaciones que pueden dañar equipos y/o limitar la capacidad de transmisión de potencia eléctrica. Por esto pueden ser aplicados para manejo de la congestión e incremento de la estabilidad.
4. Permiten al sistema mayor habilidad para transferir potencia eléctrica entre áreas controladas, de forma que los márgenes de generación de reserva se reduzcan de 18% a 15% [7].
5. Permiten la prevención de apagones en cascada al evitar los efectos de fallas y de equipos dañados.
6. Permiten disminución de pérdidas de potencia activa, menores costos de producción de energía y cumplimiento de requerimientos contractuales mediante el control de los flujos de potencia en la red [9].

Es importante notar que el aprovechamiento de las ventajas de los sistemas de comunicación actuales en las redes de potencia y las altas velocidades de respuesta de los dispositivos tiristores que conforman la dinámica de los FACTS, son esenciales para que estos dispositivos puedan operar sobre los flujos de potencia cuando se quieren resolver problemas de inestabilidad en el SEP. Por otro lado, es un factor crucial seleccionar la mejor solución desde los puntos de vista técnico y económico, dado que hay una gran variedad de dispositivos que pueden ser utilizados para estos efectos.

2.3.3 PRINCIPALES TIPOS DE DISPOSITIVOS FACTS

a) Primera generación de equipos FACTS

Los primeros desarrollos de la tecnología FACTS consistieron en la adición de las nuevas tecnologías en electrónica de potencia a los transformadores desfasadores y con cambio de derivación. También son considerados como pertenecientes a esta primera generación de equipos FACTS, los compensadores serie y paralelo controlados por tiristores.

b) Segunda generación de equipos FACTS

En la actualidad, la investigación está más enfocada a los equipos de la segunda generación, los cuales están basados en Conversores de Fuentes de Voltaje, VSC (Voltage Source Converters), y cuyas capacidades de control, funcionalidad, y versatilidad en la interacción con el sistema, son más sofisticadas que sus pares de la primera generación [8]. Esta segunda generación ha tenido como base una de las ventajas de los dispositivos FACTS: se pueden obtener nuevos equipos más completos y versátiles mediante la combinación de una variedad de diferentes equipos de la familia FACTS.

En este numeral se presentan brevemente los distintos tipos de compensación realizables mediante la utilización de dispositivos FACTS, Los cuales, según su forma de conexión a la red, se clasifican como controladores serie, controladores paralelo, y se pueden tener también combinaciones de controladores serie-serie y serie-paralelo.

1. Controladores en serie

El controlador serie puede ser una impedancia variable, como un condensador, un reactor, o un convertidor estático con frecuencias fundamental, subsíncrona y armónicas. En principio, todos los

controladores serie inyectan un voltaje en serie con la línea ya que una impedancia variable en serie, multiplicada por el flujo de corriente, representa un voltaje serie inyectado a la línea. Mientras que el voltaje esté en cuadratura con la corriente de línea, el controlador serie solo consume o inyecta potencia reactiva. Cualquier otra combinación de fase involucrará también el manejo de potencia activa. Así, el efecto fundamental de este tipo de equipos es controlar la corriente en la línea de transmisión.

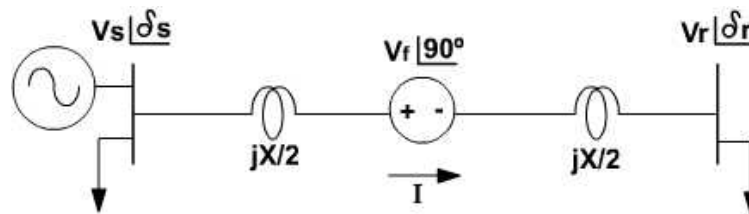


Figura 2.4 Controlador serie ideal.

Un controlador serie ideal puede representarse como una fuente de voltaje conectada en la mitad de la línea de transmisión como se indica en la figura 2.4, y el voltaje serie inyectado, V_f , puede reemplazarse por una impedancia reactiva, si éste está en cuadratura con la corriente como se indica en la figura 2.4. La corriente bajo esta condición será [10]:

$$\vec{I} = \frac{\vec{V}_s - \vec{V}_r}{jX(1-a)}; \text{ donde } a = \frac{X_{comp}}{X} \quad (2,5)$$

De esta expresión observamos que la impedancia total equivalente de la línea de transmisión se modifica sumando o restando la impedancia de compensación a la impedancia de la línea. El factor a es el grado de compensación serie. El valor absoluto de a varía entre 0 y 1, y su signo es positivo para compensación capacitiva y negativo para compensación inductiva [10].

Observando el análisis realizado en el numeral 2.2.1, la ecuación de transferencia de potencia activa en la línea de transmisión mostrada en (2,3) cambiaría de la siguiente manera:

$$P = \frac{V_s * V_r}{X(1-a)} \sin(\delta) \quad (2,6)$$

Y la potencia reactiva suministrada por el controlador quedará definida por:

$$Q_c = I^2 X_{comp} = (V_s^2 + V_r^2 - 2 * V_s * V_r * \cos(\delta)) \frac{a}{X(1-a)^2} \quad (2,7)$$

De las ecuaciones (2,6) y (2,7), se observa que para un determinado valor de desfase entre nodos, δ , la variación del grado de compensación serie, a , permite incrementar el valor de la potencia activa transferida a través de la línea, mediante el incremento de la potencia reactiva inyectada por el dispositivo serie.

Los dispositivos FACTS para compensación serie son los siguientes [5, 8,10]:

a) Compensador Serie Conmutado por Tiristores (TSSC): Este dispositivo es una reactancia capacitiva que consiste en un arreglo de bancos de condensadores en serie con la línea y en paralelo con un interruptor formado por tiristores para lograr una variación escalonada de la reactancia. El grado de compensación varía sólo entre valores discretos. En este caso la capacitancia equivalente se controla con el número de interruptores cerrados (Figura 2.5).

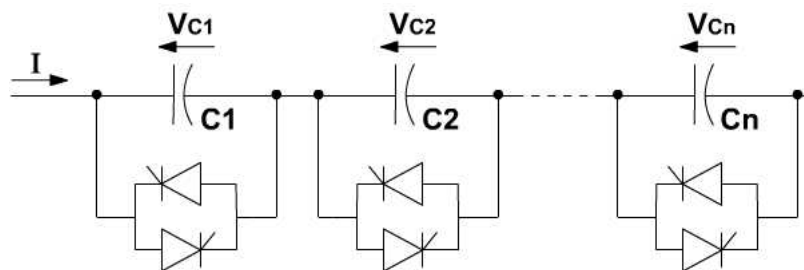


Figura 2.5 Arquitectura básica de dispositivo TSSC

b) Compensador Serie Controlado por Tiristores (TCSC): Este controlador es, en esencia, un condensador en serie con la línea y en paralelo con un reactor controlado por un arreglo de tiristores. Controlando el ángulo de encendido del tiristor se puede modificar la impedancia efectiva del reactor en paralelo. De esta forma, con el TCSC puede obtenerse un rango continuo de variación para el grado de compensación (Figura 2.6).

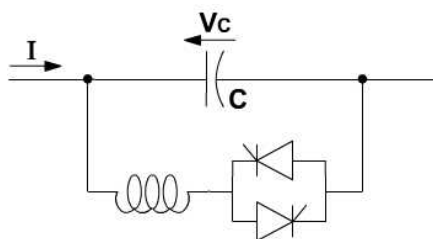


Figura 2.6 Arquitectura básica de dispositivo TCSC

c) Compensador Serie de VAR Estático (SSVC): Consiste en un arreglo de compensadores en serie con la línea (TSSC, TCSC), manejados por un controlador con una estrategia de control específica, típicamente mantener un flujo determinado de potencia activa por una línea (Figura 2.7). El sistema de control requiere datos de corriente y de voltaje que se obtienen de transformadores de medida que se indican en la figura 2.7 como TC y TP.

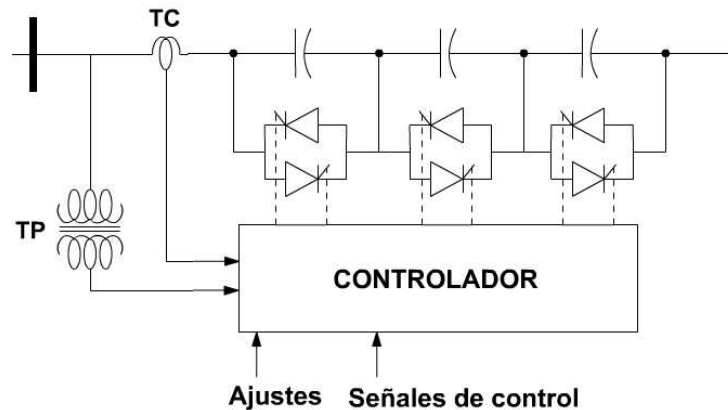


Figura 2.7 Arquitectura básica de dispositivo SSVC

d) Compensador Serie Sincrónico Estático (SSSC): Es uno de los controladores FACTS más importantes. Este permite la inyección de un voltaje serie en cuadratura con la corriente de línea e independientemente de esta. Su propósito es aumentar o disminuir la caída de voltaje reactiva de la línea y controlar así la potencia transferida.

Este equipo puede incluir dispositivos de almacenamiento o absorción de energía para mejorar el desempeño dinámico del sistema de potencia por medio de la compensación adicional de potencia activa temporal, incrementando o disminuyendo temporalmente la caída de voltaje resistiva de la línea. Y puede estar basado en convertidores de voltaje o de corriente pero su conexión estando en serie con la línea. Los voltajes inyectados serán relativamente pequeños comparados con el voltaje de la línea y el aislamiento a tierra deberá de ser bastante elevado.

Este compensador, a diferencia de otros equipos serie, no utiliza dispositivos de conmutación para controlar la circulación de corriente del elemento de compensación (condensador, bobina). La inyección de voltaje en cuadratura se obtiene con un condensador en corriente continua, conectado a la línea de transmisión a través de un conversor de fuente de voltaje (VSC) y un transformador serie. El grado de compensación se controla modificando el voltaje de salida del VSC, pudiendo incluso invertirse la fase, obteniéndose así compensación inductiva. El SSSC puede entregar un voltaje de salida

independiente de la corriente de línea, por lo tanto su impedancia es esencialmente cero en la frecuencia fundamental [5], (Figura 2.8). El sistema de control requiere muestreos de corriente y de voltaje que se obtienen de transformadores de medida que se indican en la figura 2.8 como TC y TP.

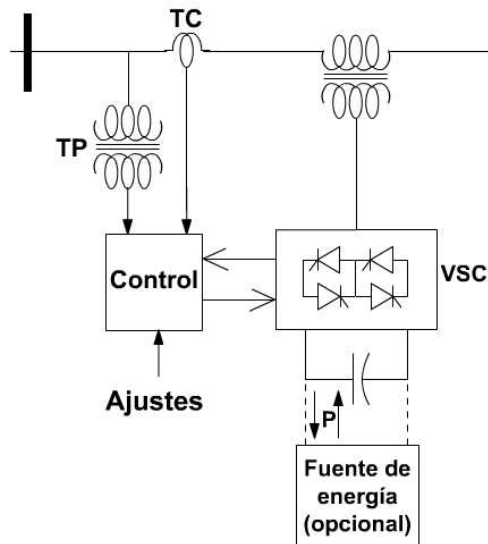


Figura 2.8 Arquitectura básica de dispositivo SSSC

e) Reactor serie controlado por tiristores (TCSR): Es básicamente un compensador de reactancia inductiva que se conforma de un reactor en serie con la línea y en paralelo a un reactor controlado por tiristores. Este dispositivo logra una variación continua de la reactancia inductiva. Hay una versión conocida como TSSR, que corresponde a un reactor serie conmutado por tiristores que solo permite una variación discreta de la reactancia inductiva.

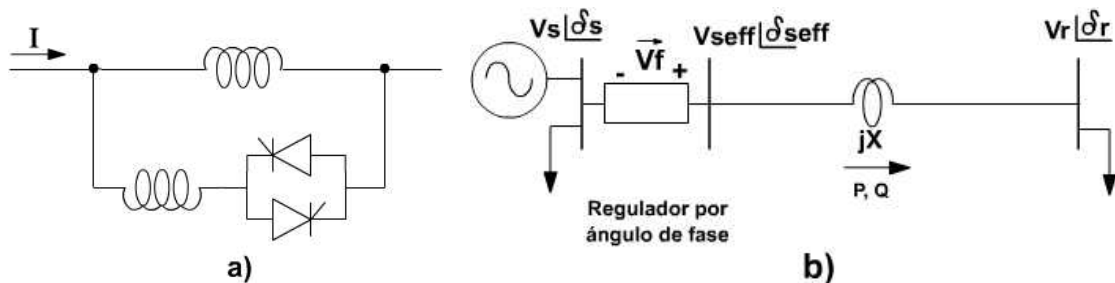


Figura 2.9 a) Arquitectura básica de dispositivo TCSR o TSSR, b) Esquema de compensador por ángulo de fase

f) Compensadores por ángulo de fase: La compensación por ángulo de fase corresponde a un caso especial de la compensación serie. La idea es introducir un voltaje, controlable en magnitud y fase, en serie, en la rama en la que se quiere controlar transferencia de potencia. Como se indica en la figura 2.9b, donde se muestra el caso de un compensador de fase ideal, el voltaje efectivo V_{seff} en el extremo transmisor de la línea corresponde a la suma fasorial entre el voltaje en el nodo s y el voltaje V_f del compensador de fase.

El módulo del voltaje inyectado se controla mediante un arreglo de tiristores entre ambos transformadores (cambiador de taps basado en tiristores). Existen distintos arreglos de tiristores que dan lugar a cambiadores de taps continuos, discretos, de paso constante o en progresión geométrica, etc. A toda esta familia de reguladores se le conoce como Reguladores de Ángulo de Fase Controlados por Tiristor, TCPAR (Thyristor Controlled Phase Angle Regulator) [10]. El TCPAR, el cual puede influenciar un rápido cambio en el ángulo de fase y está basado en tiristores típicos ó en dispositivos GTO, es posible que no requiera futuros desarrollos como otros controladores mencionados en este capítulo. Sin embargo, este dispositivo no ha sido ampliamente utilizado dentro de la arquitectura de un SEP típico, dado que, en la mayoría de los casos, un desfasador de suicheo mecánico podría cubrir las mismas necesidades.

2. Controladores en paralelo

Los controladores en paralelo son dispositivos que mediante la inyección de corriente reactiva, permiten controlar el voltaje en un nodo, independientemente de las líneas conectadas a este, (a diferencia de un controlador serie, que en algunos casos podría requerir controladores independientes para cada línea, sobre todo en el supuesto fallo de una de las líneas).

Así, el principio de operación de un controlador paralelo consiste en suministrar potencia reactiva a la línea, buscando aumentar la transferencia de potencia activa por ella mediante una mejora en su factor de potencia, y manteniendo a la vez los niveles de voltaje dentro de los rangos de seguridad bajo condiciones de carga extremas.

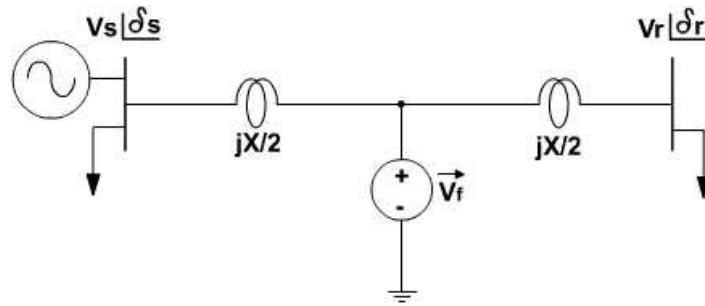


Figura 2.10 Compensador en paralelo ideal

Para un análisis simple del principio de la compensación en paralelo, es conveniente tomar un esquema circuital como el mostrado en la figura 2.10, donde, suponiendo pérdidas resistivas nulas, se ubica el compensador paralelo en el punto medio de una línea de transmisión. Como se indica en la figura, se supone que la línea queda dividida en dos segmentos iguales.

Considerando que el compensador paralelo inyecta una corriente tal que los voltajes en los extremos y el punto medio de la línea sean de la misma magnitud, es decir que $|V_s| = |V_r| = |V_f| = V$, y haciendo un análisis similar al realizado en el numeral 2.2.1, las potencias activa y reactiva en el nodo S estarían dadas por la ecuación (2.8), y su representación gráfica corresponde a la figura 2.11.

$$P_S^{COMP} = \frac{2 \cdot V^2}{X} \sin\left(\frac{\delta}{2}\right) \tag{2,8}$$

$$Q_S^{COMP} = \frac{4 \cdot V^2}{X} \left(1 - \cos\left(\frac{\delta}{2}\right)\right)$$

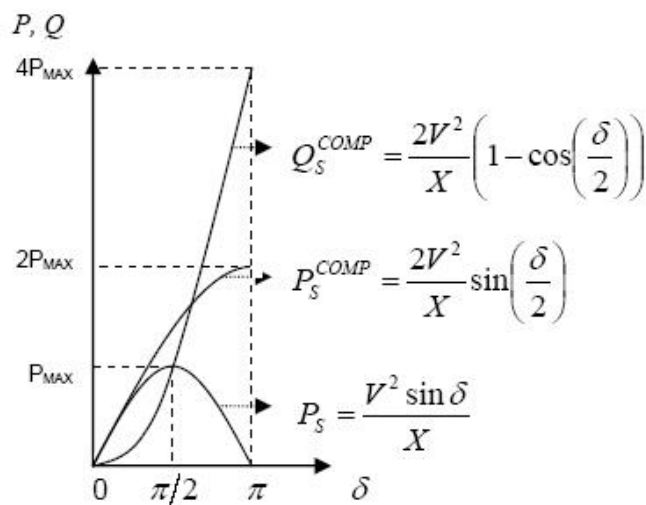


Figura 2.11 Variación del flujo de potencia en una línea debido a compensación paralela. Tomada de la figura 2.6b de la referencia [11]

Observando las ecuaciones dadas en (2,8) y la figura 2.11, es evidente como la compensación en paralelo puede incrementar la transferencia de potencia en una línea de transmisión.

Los dispositivos FACTS diseñados para realizar compensación en paralelo, más relevantes, son [5, 8,10]:

a) Reactor Controlado por Tiristores (TCR): Es un reactor en serie con un arreglo bidireccional de tiristores, conectado en paralelo al sistema y cuya reactancia es variada de manera continua mediante el control del ángulo de disparo de los tiristores del arreglo. De esta manera se logra un control de la corriente de compensación. La arquitectura básica de un dispositivo TCR se presenta en la figura 2.12 a.

En un sistema de potencia se utilizan dispositivos TCR trifásicos que utilizan filtros y otros arreglos de cancelación de armónicos para prevenir que las corrientes armónicas generadas por los suicheos de los tiristores alcancen el lado de alta tensión de la red [8].

En la figura 2.12 c se muestra un TCR conectado en delta a un sistema de potencia trifásico. Esta topología es conocida como TCR de seis pulsos.

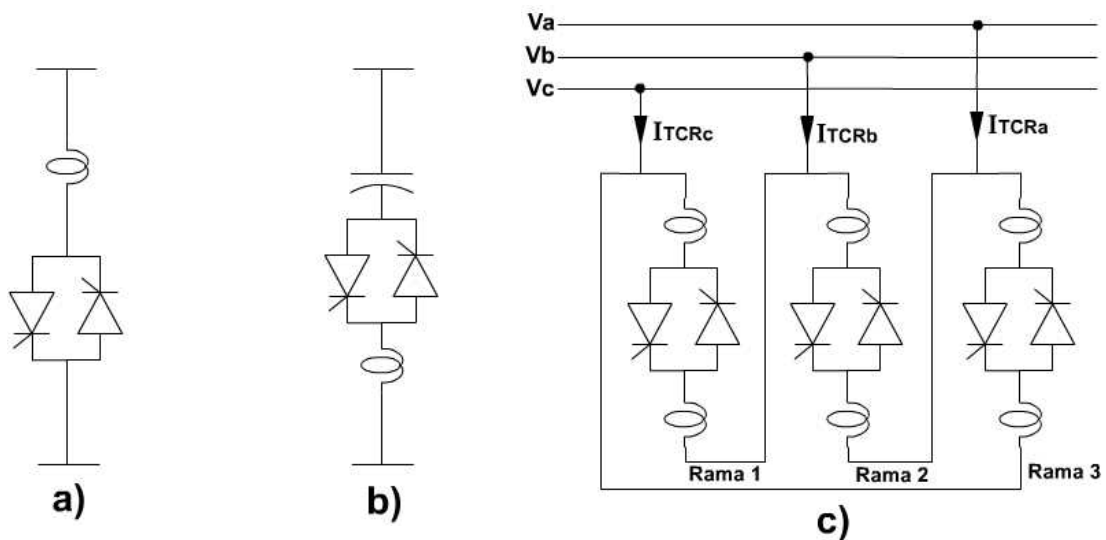


Figura 2.12 a) Arquitectura básica de dispositivo TCR, b) Arquitectura básica de dispositivo TSC, c) Dispositivo TCR de seis pulsos

b) Condensador Conmutado por Tiristores (TSC): Consiste en un condensador en serie con una inductancia. Éstos a su vez están en serie con un arreglo bidireccional de tiristores (figura 2.12 b). El capacitor es de capacidad fija y la inductancia es para limitar sobrecorrientes. Controlando el ciclo de trabajo del tiristor se puede variar la corriente de compensación inyectada en la línea.

c) Compensador de VAR Estático (SVC): En su forma simple, el SVC consiste de un TCR en paralelo con banco de capacitores. Puede contar, en lugar de un TCR con un TSC de manera que permite realizar compensación capacitiva o inductiva.

Desde el punto de vista operacional, el SVC se comporta como una reactancia variable conectada en paralelo, la cual genera o absorbe potencia reactiva con el objeto de regular la magnitud del voltaje en el punto de conexión a la red AC. Son usados ampliamente para proveer de manera rápida potencia reactiva, dar soporte en la regulación del voltaje, controlar sobrevoltajes ante la salida de carga, mejorar la estabilidad de los sistemas de AC y dar amortiguamiento ante las oscilaciones de potencia. Los compensadores operan coordinados por un sistema de control, y tienen velocidad de respuesta casi instantánea.

En la figura 2.13a se muestra la arquitectura básica de un dispositivo SVC y en la figura 2.13b es mostrada una representación esquemática del SVC, donde un transformador tridevanado trifásico es usado para conectar el SVC a una barra de alta tensión.

d) Compensador Estático de VAR (STATCOM): Es un controlador que proporciona una corriente capacitiva o inductiva que puede ser controlada independientemente del voltaje del sistema de CA. Es uno de los controladores FACTS más importantes y no utiliza dispositivos de conmutación directamente sino que está basado en un convertidor estático de fuente de voltaje (VSC). La inyección de corriente se obtiene con un condensador en corriente continua, conectado a la línea de transmisión mediante el VSC y un transformador en paralelo. La salida de voltaje es controlada de manera que se puede mantener la corriente requerida. EL voltaje del condensador se ajusta automáticamente para que sirva de fuente de corriente directa al inversor que forma al STATCOM.

El STATCOM puede proporcionar compensación capacitiva o inductiva, según sea la necesidad, controlando la magnitud relativa entre el voltaje de línea y el voltaje de salida del inversor. Este compensador se comporta esencialmente como un compensador sincrónico, permitiendo un control

continuo de la potencia reactiva, y ofreciendo una mayor velocidad de respuesta, mayor estabilidad y mejor manejo de perturbaciones dinámicas que un SVC. En la figura 2.14 se muestra una representación esquemática de un STATCOM.

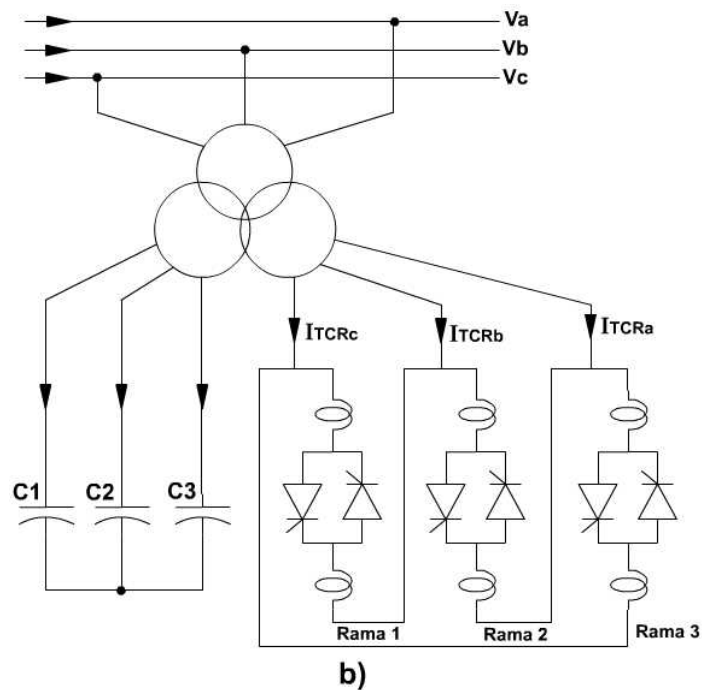
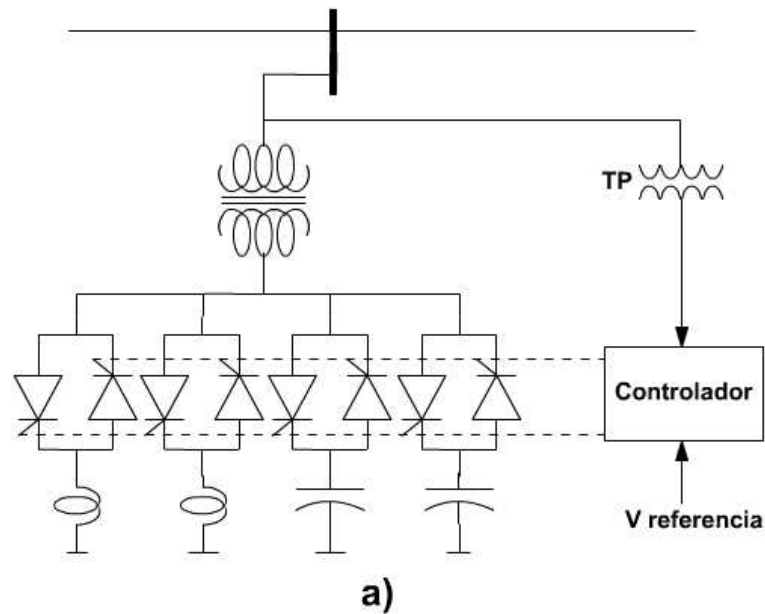


Figura 2.13, a) Arquitectura básica de un dispositivo SVC, b) Compensador SVC trifásico compuesto de capacitores fijos y TCR's

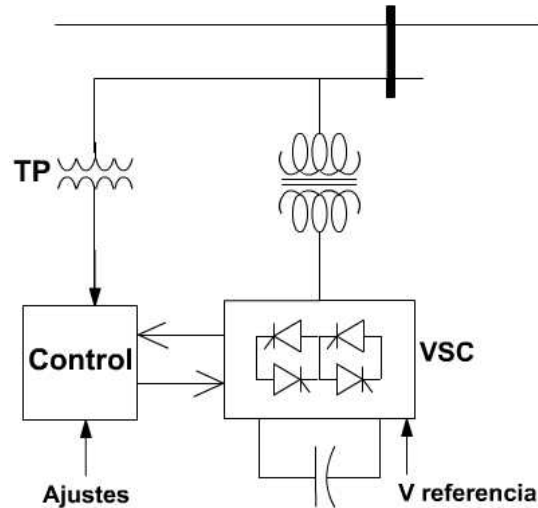


Figura 2.14 Arquitectura básica de un dispositivo STATCOM

En las figuras 2.13a y 2.14 se observa que el sistema de control del SVC y el STATCOM requieren un muestreo de la tensión de la barra a compensar, así como una tensión de referencia, la cual depende de los requerimientos del sistema y/o la estrategia de control impuesta.

e) Generador síncrono estático, SVG: Es en esencia un dispositivo que produce voltajes multi-fásicos y, acoplado a la línea, puede intercambiar potencia activa y reactiva con ésta. Es una combinación de un STATCOM y una fuente de energía para poder suministrar o absorber energía. La fuente de energía puede ser un banco de baterías o un elemento de almacenamiento superconductor, entre otros.

3. Compensadores combinados

Aunque son varios los dispositivos FACTS que se encuentran bajo investigación y que combinan las ventajas de los dispositivos serie y paralelo buscando mejores prestaciones técnicas y financieras en su aplicación en un SEP, en este trabajo mencionaremos los tres más relevantes. Los dos primeros, a diferencia del tercero, pueden controlar los flujos de dos o más líneas y son considerados dispositivos teóricos ya que en la actualidad no se han instalado en un sistema de potencia.

a) Controlador Interlínea de Flujos de Potencia, IPFC (Interline Power Flow Controller): El IPFC, propuesto por Gyugyi, Sen y Schauder en 1998 [5], básicamente consiste en un dispositivo que controla un arreglo de compensadores serie (como mínimo dos), cada uno de los cuales está

instalado en líneas diferentes. Los compensadores serie son del tipo SSSC, los cuales comparten un enlace común en corriente continua, por lo cual, al igual que en el UPFC, la suma de la potencia activa intercambiada entre los convertidores debe ser igual a cero si se desprecian las pérdidas en los circuitos de los convertidores [11].

El esquema IPFC, junto con la compensación reactiva serie independientemente controlable de cada línea individual, permite manipular la potencia activa entre las líneas controladas. Esto permite estabilizar potencia activa y reactiva entre las líneas, reducir la carga de líneas sobrecargadas mediante la transferencia de potencia activa permitiendo hacer un manejo adecuado de la congestión, compensar contra caídas de voltaje resistivas en la línea y la correspondiente demanda de potencia reactiva, e incrementar la efectividad del sistema de compensación global para perturbaciones dinámicas [5]. En otras palabras, el IPFC puede proveer un esquema altamente efectivo para el manejo de la transmisión de potencia en una subestación donde converjan múltiples líneas.

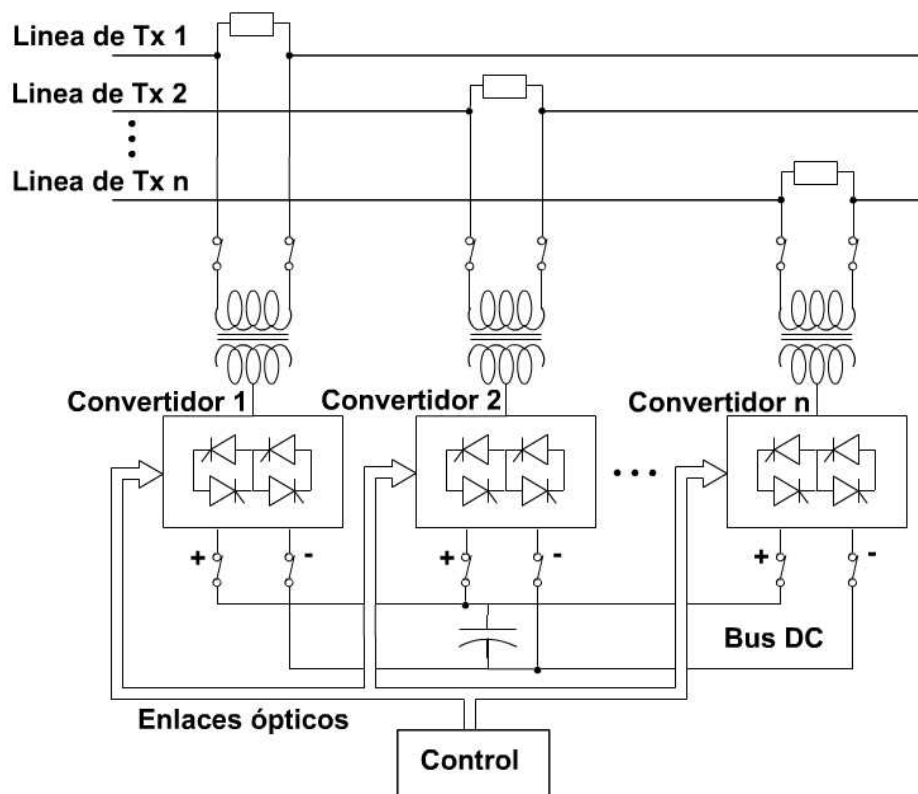


Figura 2.15 Controlador IPFC compuesto por n convertidores

En la figura 2.15 se observa un esquema monofásico de IPFC con n convertidores, controlando por lo tanto n líneas. Evidentemente, debe existir un riguroso control coordinado entre los convertidores para mantener el balance de potencia activa en el enlace DC.

b) Controlador Unificado de Flujos de Potencia Generalizado, GUPFC (Generalized Unified Power Flow Controller). El dispositivo GUPFC, propuesto por Gyugyi y colaboradores en 1998 [12], combina tres o más convertidores serie y paralelo trabajando juntos para incrementar las ventajas del control de voltaje y del control de flujo de potencia que se pueden lograr con el equipo de dos convertidores UPFC, dispositivo que discutiremos a continuación. El GUPFC más simple tiene tres convertidores como se muestra en la figura 2.16. Uno de los tres convertidores es conectado en paralelo con un nodo y los otros dos están en serie, a través de transformadores, con dos líneas de transmisión, conectados todos en una subestación.

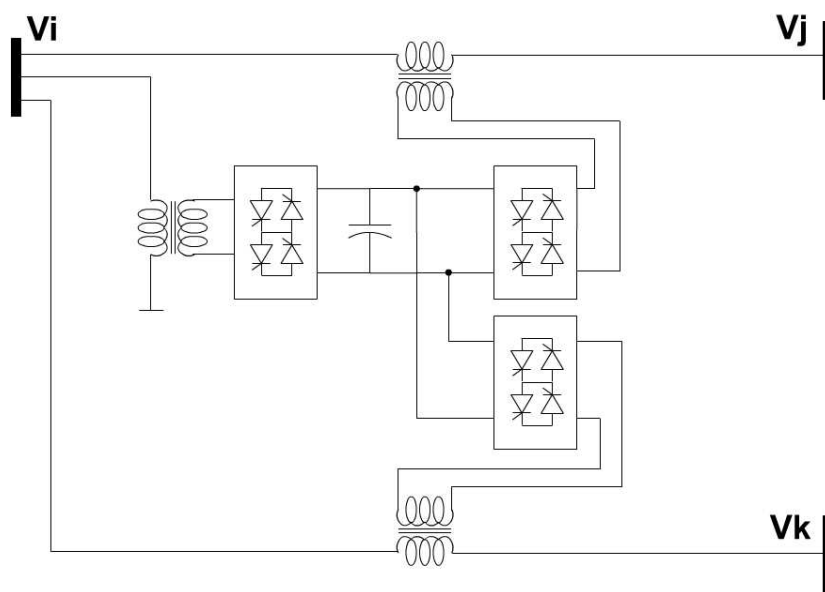


Figura 2.16 Principio operacional de dispositivo GUPFC de tres convertidores

La arquitectura de un GUPFC indicada en la figura 2.16 provee al sistema control total sobre cinco cantidades del sistema de potencia incluyendo la magnitud del voltaje en el nodo i y los flujos de potencia activa y reactiva independientes en las dos líneas [13]. Mientras más convertidores en serie se incluyan en el GUPFC, más grados de libertad de control se introducirán y, de esta manera, se puede lograr una mayor cantidad de objetivos de control. Puede intercambiarse potencia activa entre los conversores serie y paralelo a través del enlace común en corriente continua. Si se desprecian las pérdidas en los conversores, la suma de potencia activa intercambiada entre los conversores debe ser cero.

Observando las figuras 2.15, 2.16 y 2.17, es claro que el GUPFC básico puede representarse como la combinación de un UPFC y un IPFC, obteniéndose de

esta forma un controlador con todas las características y ventajas de estos dos dispositivos FACTS.

c) Controlador Unificado de Flujos de Potencia, UPFC: El concepto de controlador unificado de flujo de potencia fue introducido en la literatura mundial en 1991 por Gyugyi [14], y fue concebido para el control en tiempo real y la compensación dinámica de los sistemas de transmisión AC mediante el suministro de la flexibilidad multifuncional requerida para el control de un sistema de potencia moderno. El UPFC es capaz de controlar simultánea o selectivamente todos los parámetros, mostrados en la ecuación (2,3), que afectan el flujo de potencia en una línea de transmisión. Adicionalmente, el dispositivo es capaz de controlar de manera independiente la potencia activa y la potencia reactiva, a diferencia de los dispositivos serie o paralelo, en los que el control de potencia activa es asociado con un cambio similar en potencia reactiva, es decir, en estos dispositivos simples incrementar el flujo de potencia activa también involucra un incremento de la potencia reactiva en la línea.

Los dispositivos FACTS serie ó paralelo pueden realizar algún tipo de compensación que modifica el flujo de potencia de una línea. Sin embargo, cada uno presenta ciertas limitaciones en cuanto a la generación de reactivos y el intercambio de potencia activa con la línea. En los equipos basados en tiristores y válvulas convencionales, estas capacidades se encuentran separadas. Los equipos son, o bien generadores de reactivos como el SVC y el TCSC, incapaces de intercambiar potencia activa con el sistema, o reguladores como el TCPAR, que pueden intercambiar potencia activa pero no pueden generar reactivos.

En cambio, los equipos basados en convertidores de fuente de voltaje, VSC, como el STATCOM y el SSSC, tienen la capacidad inherente de intercambiar potencia activa y reactiva con el sistema. Estos equipos generan o absorben automáticamente la potencia reactiva requerida y, por lo tanto, pueden realizar compensación de reactivos sin necesidad de condensadores o reactores en corriente alterna. Sin embargo, la potencia activa intercambiada con el sistema debe ser suministrada por ellos o absorbida desde ellos [11].

Básicamente, el UPFC puede representarse como una combinación de un STATCOM y un SSSC unidos mediante un enlace en corriente continua, permitiendo de este modo el libre flujo de potencia activa entre ambos dispositivos.

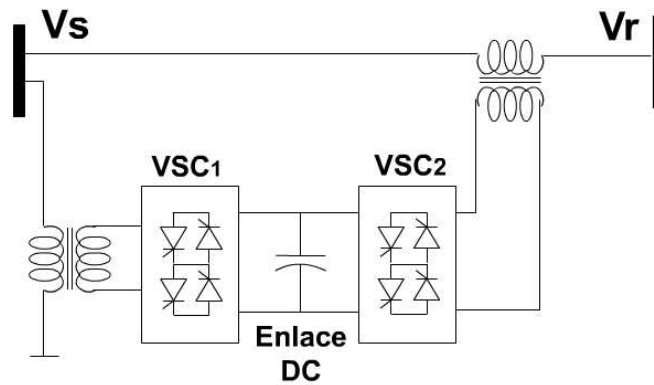


Figura 2.17 Arquitectura básica de dispositivo UPFC

La arquitectura básica del UPFC, que se muestra en la figura 2.17, está constituida por dos convertidores AC/DC, basados en equipos VSC (convertidores de fuente de voltaje), con un enlace DC común (condensador en corriente continua), y unidos al sistema mediante transformadores de acoplamiento, uno en paralelo con la línea de transmisión y el otro en serie con ella. El condensador en el acoplamiento provee soporte de voltaje DC para la operación de los conversores y funciona como elemento de almacenamiento de energía. La potencia activa fluye entre los terminales AC serie y paralelo del UPFC a través del enlace común en DC. La potencia reactiva es generada o absorbida localmente por los conversores del UPFC, independientemente entre sí, por lo que la potencia reactiva no fluye a través del enlace DC.

Los detalles de la operación del UPFC se estudian en el capítulo 3, donde se muestran los modelos matemáticos necesarios y pertinentes para incluir este tipo de dispositivos en un análisis de flujos de potencia en un SEP.

2.4 APLICACIONES DE DISPOSITIVOS FACTS

En los numerales anteriores se ha mostrado que los dispositivos FACTS pueden alterar uno o más parámetros del SEP para tener algún grado de control sobre el sistema. En la figura 2.18 se muestra un diagrama esquemático de una interconexión AC entre dos sistemas, y se muestra la ecuación de transferencia de potencia presentada en la ecuación (2,3). En esta figura se indica cual de los parámetros de la ecuación de transferencia de potencia es afectado por algunos de los dispositivos más usuales, descritos en numerales anteriores. Se indica cómo el UPFC tiene la capacidad de alterar los tres parámetros fundamentales en la ecuación de flujo de potencia.

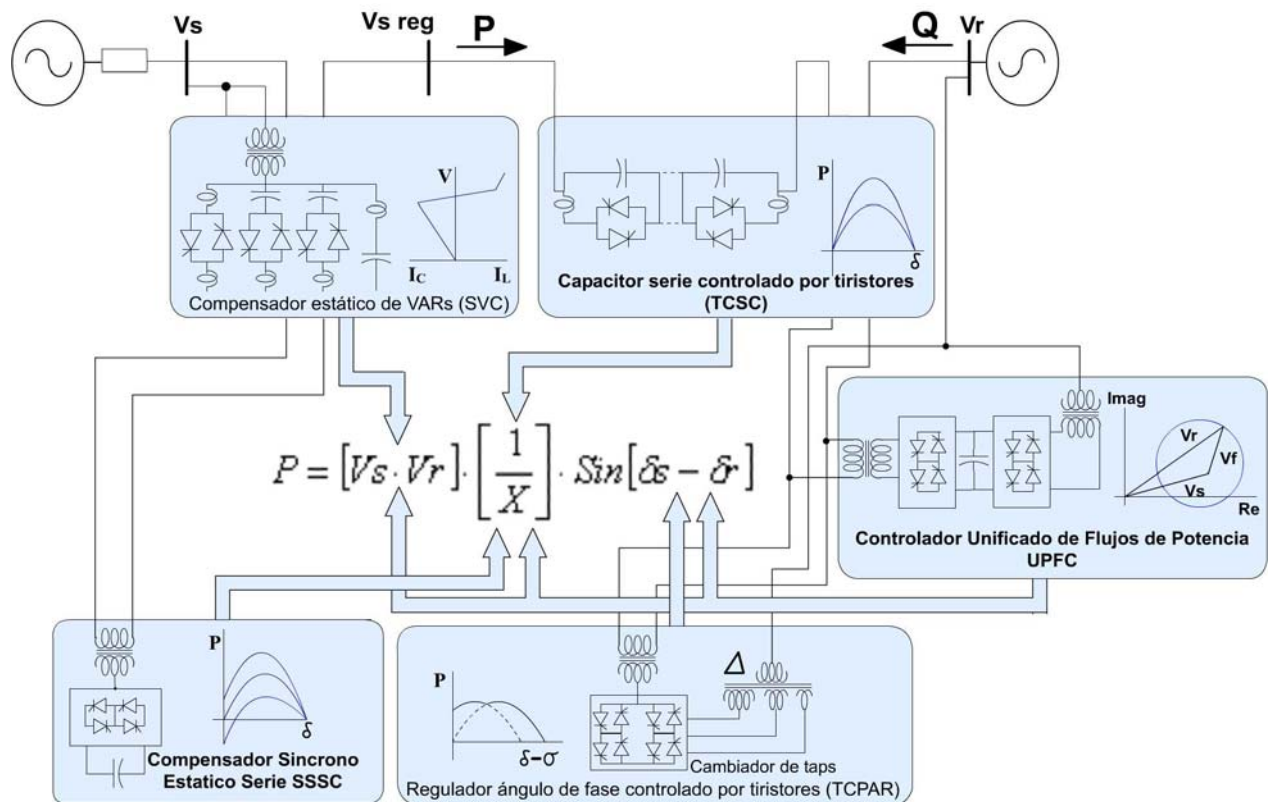


Figura 2.18 Control de flujo de potencia en sistema AC por dispositivos FACTS
 Adaptación de las figuras 8.1 y 8.2 de la referencia [5]

Los controladores FACTS de mayor aceptación y uso en diversos sistemas en el mundo son esencialmente el SVC, el STATCOM, el TCSC, el SSSC, el TCPAR y el UPFC [6]. El SVC ya ha estado en uso por tres décadas con excelentes experiencias operativas, lo que ha incrementado la demanda de estos dispositivos a medida que el manejo de la carga se hace más pesado en los sistemas y surgen problemas relacionados con el control del voltaje. La capacidad secundaria de un SVC de amortiguar las oscilaciones de potencia e incrementar los límites de estabilidad en sistemas de transmisión de largas distancias, se convierte en un factor de decisión muy importante a la hora de seleccionar este dispositivo como elemento de control en un SEP. La alternativa STATCOM (caracterizada por dispositivos GTO), está empezando a tomar más fuerza como alternativa para controladores conectados en paralelo [].

Aunque por lo general existe una solución convencional, no basada en los avances de la electrónica de potencia, para los problemas que corrigen los FACTS, estos dispositivos superan a los convencionales, dadas su mayor controlabilidad y rapidez de respuesta, y por ello el interés de la comunidad

científica mundial en el tema, en realizar aplicaciones tanto en estado estable como en estado dinámico. En las tablas 2.1 y 2.2 se presenta un resumen sacado de la referencia [11], donde se muestran algunas aplicaciones de controladores FACTS. En la tabla 2.1 se muestran aplicaciones bajo condiciones de estado estable, en temas como límites de tensión y límites térmicos de líneas de transmisión. En la tabla 2.2 se muestran aplicaciones de tipo dinámico y se discriminan los sistemas como sistemas de tipo A, aquellos que tienen generación remota y líneas radiales, como sistemas tipo B, aquellos que tienen áreas interconectadas, como sistemas tipo C, aquellas redes altamente enmalladas, y como sistemas tipo D, aquellas redes débilmente enmalladas.





















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 flujos de potencia post-falla	Reordenar red	IPFC, TCSC, SSSC, UPFC, TCPAR
	Inversión de sentido de flujo de potencia	Ajustar ángulo de fase	IPFC, SSSC, UPFC, TCPAR

Tabla 2.1 Aplicaciones de FACTS en estado estable

Tema	Tipo de Sistema	Acción Correctiva	Controlador FACTS
Estabilidad Transitoria	A, B, D	Incrementar torque sincronizante	TCSC, TSSC, UPFC
	B, C, D	Control dinámico de flujos	IPFC, TCPAR, UPFC, TCSC
Amortiguamiento de oscilaciones	A	Amortiguamiento de oscilaciones de 1 HZ	TCSC, STATCOM
	B, D	Amortiguamiento de oscilaciones de baja frecuencia	IPFC, TCPAR, UPFC, TCSC, STATCOM
Control de tensión post contingencia	A, B, D	Soporte dinámico de tensión	STATCOM, UPFC, IPFC
		Control dinámico de flujos	UPFC, IPFC, TCPAR
		Soporte de tensión y control de flujos dinámico	IPFC, UPFC, TCSC
	A, B, C, D	Reducir impacto de la contingencia	TCSC, STATCOM, UPFC
Estabilidad de tensión	B, C, D	Soporte reactivo	STATCOM, UPFC
		Acciones de control sobre la red	UPFC, TCSC, STATCOM

Tabla 2.2 Aplicaciones dinámicas de FACTS

Se han realizado numerosos estudios relativos al uso de equipos FACTS, tanto en régimen permanente como en aplicaciones dinámicas, para resolver los problemas en los sistemas de potencia mencionados en este capítulo en el numeral 2.1. Entre los estudios más relevantes están los de factibilidad de aplicación de controladores FACTS realizados por varios grupos de trabajo en CIGRE e IEEE, quienes han analizado las capacidades y el impacto de los principales controladores FACTS [6]. En la figura 2.19 se muestran de manera resumida estos resultados. En esta figura, son evidentes las ventajas del dispositivo UPFC sobre los otros indicados.

	Control de flujo de carga	Control de voltaje	Estabilidad transitoria	Amortiguamiento de oscilaciones
SVC / STATCOM				
TCSC				
SSSC				
TCPAR				
UPFC				




Nivel de influencia:  Pequeño
 Mediano
 Fuerte

Figura 2.19 Impacto de dispositivos FACTS en sistemas AC
 Adaptación de la figura 12 de la referencia [6]

REFERENCIAS DEL CAPÍTULO

- [1] Karlsson, D.; Hemmingsson, M.; Lindahl, S; "Wide area system monitoring and control - terminology, phenomena, and solution implementation strategies"; Power and Energy Magazine, IEEE Volume 2, Issue 5, Sept.-Oct. 2004 Page(s):68 - 76
- [2] Prabha Kundur; "Power System Stability and Control", The EPRI power system engineering series; ISBN 007035958 McGraw Hill, inc; 1994
- [3] Arosemena, Carlos Julio; "Estabilidad de tensión en un Sistema Eléctrico de Potencia variando la Penetración Eólica"; CAESoft Consulting S.L.; estudio realizado con EDSA T2K, diciembre 2004.
- [4] Marín A; Giovanny; "Manejo de la Congestión de Sistemas Eléctricos de Potencia en Esquemas Desregulados"; Tesis de maestría, Universidad Autónoma de Nuevo León; México, Noviembre de 2003.
- [5] Narain G. Hingorani, Laszlo Gyugy; "UNDERSTANDING FACTS: Concepts and Tacnology of Flexible AC Transmission Systems"; IEEE Power Engineering Society, IEEE Press; ISBN 0780334558 ; 2000
- [6] Povh, Dusan; "Use of HVDC and FACTS"; Proceedings of the IEEE, Vol 88, N° 2, February 2000
- [7] Ortega, Oscar; Quezada, Abel; Herrera Efraín; "FLUJOS: Una Herramienta Para El Analisis De Flujos De Potencia Y Dispositivos Facts"; Universidad Autónoma de Ciudad Juarez; depto de Eléctrica y Computación. Junio de 2007
- [8] Acha E., Fuerte-Esquivel C., Ambriz-Pérez H., Ángeles-Camacho C.; "FACTS Modeling and Simulation in Power Networks"; John Wiley and Sons, ISBN 0-470-85271-2, 2004.
- [9] Mutale, Joseph; Strbac, Goran; "Transmission Network Reinforcement Versus FACTS: An Economic Assessment" IEEE Transactions On Power Systems, vol. 15, no. 3, august 2000
- [10] Rashid M.; "Electrónica de Potencia. Circuitos, Dispositivos y Aplicaciones"; 3ª Edición, ISBN 970-26-0532-6, Pearson Education, 2004.
- [11] Cerda M, Sebastián; Palma B, Rodrigo; "Modelación e Incorporación del Controlador Unificado de Flujo de Potencia en el Flujo de Potencia Óptimo"; Tesis, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad de Chile, 2004.

[12] Zhang X., Handschin E., Yao M., "Modeling of the Generalized Unified Power Flow Controller (GUPFC) in a Nonlinear Interior Point OPF", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 16, No. 3, 2001.

[13] Zhang, X.-P.; "Modelling of the interline power flow controller and the generalized unified power flow controller in Newton power flow"; Generation, Transmission and Distribution, IEE Proceedings- Volume 150, Issue 3, May 2003 Page(s):268 - 274

[14] Gyugyi L., "A Unified Power Flow Controller Concept for Flexible AC Transmission Systems", IEE Proceedings-C, Vol. 139, No.4, 1992.

CAPÍTULO 3: MODELAMIENTO DE DISPOSITIVO UPFC PARA FLUJOS DE POTENCIA

Como se mostró en el capítulo anterior, el dispositivo FACTS tipo UPFC es un dispositivo que ofrece grandes ventajas al combinar la potencialidad de las características de los dispositivos serie y paralelo, lo que le da la habilidad de afectar los tres parámetros de un SEP que definen la transferencia de potencia en una línea, como se quiere indicar en la figura 2.18. En la figura 2.19 se indica también que el UPFC es un dispositivo muy robusto desde el punto de vista de impacto sobre las diversas problemáticas de un SEP moderno, según documentos resultado de grupos de trabajo de IEEE y CIGRE [1]. Estas características han orientado el objetivo de este trabajo hacia el análisis e inclusión de dispositivos UPFC en un programa que permita simular y realizar análisis en sistemas de potencia. Este capítulo hace énfasis en los principios de operación del dispositivo UPFC para analizar e incluir los modelos más adecuados del mismo en un flujo de potencia, de acuerdo al modo de operación que se espera del UPFC.

3.1 PRINCIPIOS DE FUNCIONAMIENTO Y OPERACIÓN DEL CONTROLADOR UNIFICADO DE FLUJOS DE POTENCIA

3.1.1 ARQUITECTURA BÁSICA

En términos conceptuales estrictos, el UPFC es una fuente de voltaje síncrona (synchronous voltage source, SVS), representada a la frecuencia fundamental para un SEP, por el fasor de voltaje \vec{V}_B con magnitud controlable V_B ($0 \leq V_B \leq V_{Bmax}$) y ángulo δ_B ($0 \leq \delta_B \leq 2\pi$), en serie con la línea de transmisión, como se muestra en la figura 3.1, donde se observa un sistema elemental de dos máquinas, o dos sistemas independientes con una línea de transmisión entre ellos.

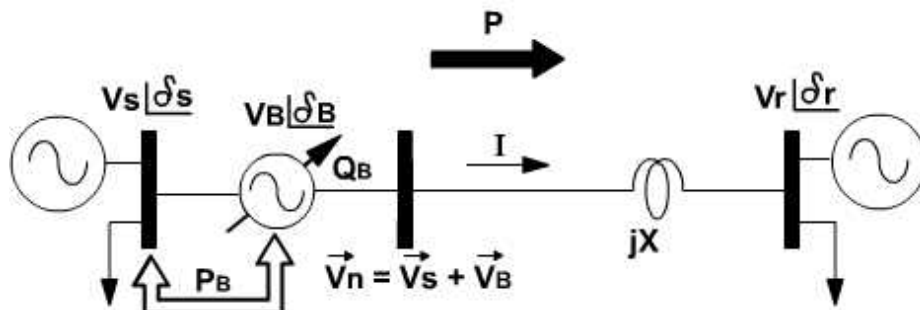


Figura 3.1 Representación conceptual de un UPFC en un sistema de potencia de dos máquinas

Un SVS, aunque intercambia potencia activa y reactiva, solo es capaz de generar la potencia reactiva. La potencia activa debe ser suministrada a éste por una fuente adecuada o absorbida por éste. En un UPFC, la potencia activa intercambiada con la línea es suministrada desde uno de los buses terminales del dispositivo.

Desde el punto de vista de implementación práctica, el UPFC consiste de dos convertidores de fuente de voltaje, VSC, como se ilustra en la figura 3.2, donde se etiquetan como “convertidor serie” y “convertidor paralelo”, y están unidos a través de un capacitor DC de almacenamiento. Al convertidor conectado en paralelo, junto con su respectivo transformador, se le conoce como rama de excitación y al convertidor conectado en serie junto, con su respectivo transformador, se le conoce como rama de acople. Cada convertidor genera o absorbe reactivos independientemente, es decir, la potencia reactiva no fluye a través del condensador DC [2].

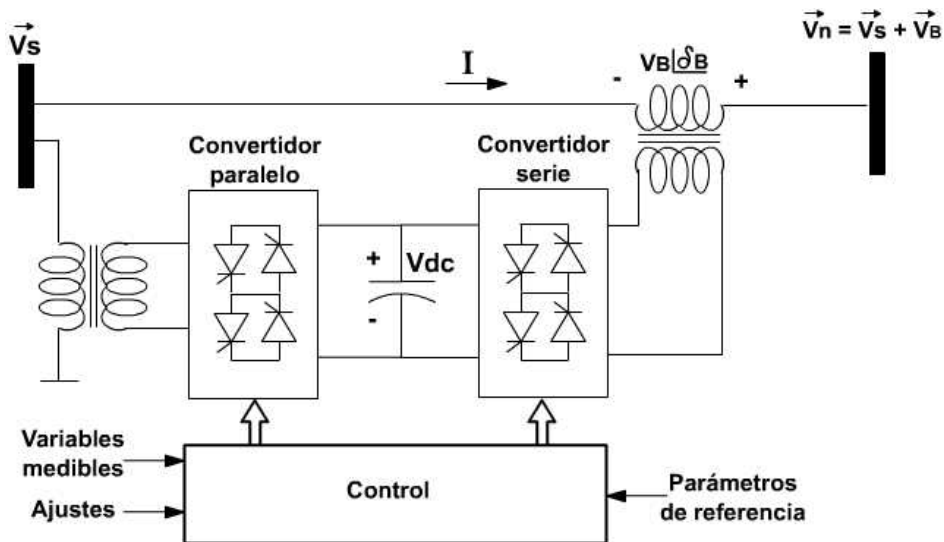


Figura 3.2 Arreglo de convertidores que conforman dispositivo UPFC

La principal función del UPFC es realizada por el convertidor serie, el cual inyecta un voltaje de magnitud y ángulo controlables, a través del transformador de acoplamiento en serie con la línea de transmisión. La potencia activa intercambiada con la línea es suministrada por el mismo sistema a través del convertidor paralelo y el link DC, a través del cual, la potencia activa puede fluir libremente en ambas direcciones entre los terminales AC de los dos convertidores [2].

La potencia reactiva intercambiada en el Terminal AC del convertidor serie, a través del transformador serie de acople, es generada internamente por el convertidor y la potencia real intercambiada es convertida en potencia DC y aparece como potencia real negativa o positiva en el enlace DC.

El lado AC del convertidor paralelo está conectado en paralelo con la línea de transmisión a través de un transformador, e inyecta al sistema, o absorbe desde él, una corriente de magnitud y ángulo controlables. La función básica de este convertidor es suministrar o absorber la potencia activa demandada por el lado DC del conversor serie. Sin embargo, puede también generar o absorber reactivos, proporcionando así compensación en paralelo independientemente del conversor serie, permitiendo un control local de voltaje [2].

3.1.2 CAPACIDAD DE CONTROL EN LA TRANSMISIÓN DE POTENCIA

Las funciones de control de flujo de potencia del UPFC se representan en la figura 3.3 mediante una representación fasorial. Esas funciones principales son las siguientes [2]:

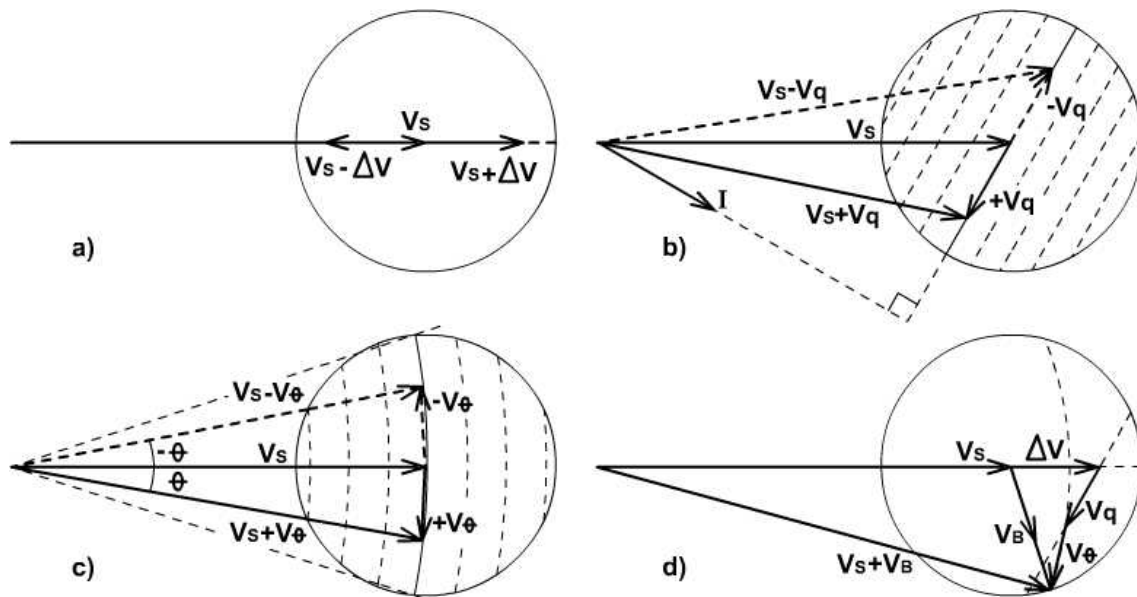


Figura 3.3 Capacidad de control del UPFC mediante diagramas fasoriales
a) Regulación de voltaje, b) Compensación de impedancia de la línea, c) Cambiador de fase, d) Control simultáneo de tensión, impedancia y ángulo

Adaptación de la figura 8.5 de la referencia [2]

1. Regulación de voltaje. Se logra con inyección en fase y en contra-fase de un voltaje variable continuamente. En la figura 3.3 a se observa como el voltaje resultante siempre está en fase con el voltaje original ya que el ángulo del voltaje inyectado $V_B = \Delta V$ es siempre cero en este caso. Funcionalmente, esto es similar al efecto obtenido con un cambia taps que tuviese pasos infinitamente pequeños.

2. Compensación de la impedancia de la línea. Se logra haciendo compensación reactiva serie mediante la adición del voltaje $V_B=V_q$ en cuadratura con la corriente de la línea como se indica en la figura 3.3. b. Funcionalmente, esto es similar a la compensación serie capacitiva e inductiva lograda mediante el dispositivo SSSC.
3. Regulación de ángulo de fase. Se logra mediante la inyección del voltaje $V_B=V_\theta$ con una relación angular con respecto a V_s que logra el desfase deseado θ (en adelanto o en atraso), sin ningún cambio en magnitud como se indica en el diagrama fasorial de la figura 3.3 c. Así, el UPFC funcionaría como un regulador de ángulo de fase perfecto.
4. Control de flujo de potencia multifuncional. El UPFC permite un manejo simultáneo sobre la regulación del voltaje terminal, la compensación serie capacitiva en la línea, y el cambio del ángulo de fase. En este caso se combinan las tres capacidades de control anteriores y el voltaje inyectado será $V_B= \Delta V+ V_q+ V_\theta$. En la figura 3.3 d se indica el diagrama fasorial donde se muestra la combinación de los tres efectos.

3.1.3 MODOS DE OPERACIÓN

Las dos características fundamentales de la operación de un dispositivo UPFC, que lo hacen uno de los más robustos dispositivos FACTS, en términos de control son:

1. Es capaz de establecer un punto de operación dentro de un amplio rango de condiciones de P y Q en la línea.
2. Tiene la capacidad inherente de pasar muy rápidamente de un punto de operación a otro.

Estas características son debidas a la mencionada habilidad del dispositivo de inyectar, en serie con la línea sobre la que se quiere realizar el control, un vector de voltaje de magnitud y ángulo arbitrarios (sujetos solo a los límites nominales del equipo), y a la variación rápida y continua de éstos parámetros. Esto trae como consecuencia que existan diferentes modos de operación y control del UPFC, que incluyen, entre otros, el desacople total de los dos convertidores indicados en la figura 3.2, para proveer de manera independiente compensación de potencia reactiva paralelo y serie, sin ningún intercambio de potencia real [2]. Estos modos de operación se reúnen en tres grupos [3,2]:

1. Control funcional del convertidor paralelo

El convertidor paralelo es operado para entregar a la línea, o absorber de ella, una corriente controlada. Una componente de esta corriente es automáticamente determinada por el requerimiento de balancear la potencia real del convertidor serie. La otra componente es reactiva y puede ser ajustada a un nivel de referencia deseado (inductivo o capacitivo), dentro de la capacidad nominal del convertidor.

- a) Modo de control de potencia reactiva (VAR). En este modo de control, la entrada es el requerimiento de VAR inductivos o capacitivos de la barra. Este requerimiento es convertido en una corriente reactiva según el nivel requerido. Las variables de control necesarias son las corrientes que circulan por el transformador paralelo, además del nivel de tensión del condensador DC.
- b) Modo de control automático de tensión. en este modo de operación la corriente reactiva es automáticamente regulada para mantener la tensión del punto de conexión en torno a un valor de referencia. La variable de control necesaria es la tensión obtenida en la barra de referencia. Este es un modo de operación muy utilizado en aplicaciones prácticas.

2. Control funcional del convertidor serie

El convertidor serie controla la magnitud y el ángulo del vector de voltaje V_B que se inyecta en serie con la línea. Esta inyección siempre afecta el flujo de potencia en la línea y depende del modo de operación seleccionado.

- a) Modo de inyección directa de voltaje. El convertidor serie genera un vector de tensión V_B con la magnitud y ángulo requeridos por la referencia de entrada. Un caso especial de inyección directa de tensión consiste cuando ésta se encuentra en fase con la tensión para controlar la magnitud del voltaje (en este caso al modo de operación se le conoce como "Modo de regulación y control del voltaje de la barra") o cuando se encuentra en cuadratura con la corriente de línea, entregando compensación reactiva pura en la línea.
- b) Modo de compensación de impedancia de línea. El voltaje inyectado en serie es controlado de forma proporcional a la corriente de línea de modo que se asemeja, desde el punto de vista

de la línea, a una impedancia. El valor deseado de la misma se especifica por una entrada de referencia y en general puede tener un valor complejo. Un caso especial de este modo de operación es cuando el voltaje inyectado se mantiene en cuadratura con la corriente de línea para simular una compensación puramente reactiva.

- c) Modo de regulación de ángulo de fase. El convertidor serie inyecta un voltaje apropiado de modo que exista una diferencia de fase entre el voltaje de la barra de excitación V_s y el voltaje de la barra de acoplamiento V_n sin provocar cambios en la magnitud del voltaje V_s .
- d) Modo de control automático de flujo de potencia. La magnitud y ángulo del voltaje inyectado V_B son continuamente ajustados para forzar el vector de corriente en la línea a un valor que resulta en el flujo de potencia activa y reactiva deseados. En este modo de operación, un sistema de control vectorial se asegura que se mantengan los valores deseados de P y Q independiente de los cambios que ocurran en el sistema. La línea de transmisión que contiene al UPFC aparece para el resto del sistema de potencia como una fuente de poder de alta impedancia. Este es un modo de operación muy eficaz, el cual no es alcanzable con los equipos convencionales de compensación.

3. *Compensación independiente serie y paralelo*

Es posible desconectar la conexión en continua, obteniéndose un STATCOM y un SSSC que operan en forma independiente. Como no están conectados, no existe la posibilidad de control activo de potencia en este modo (por ausencia de un método de coordinación), permitiéndose tan sólo compensación reactiva. Esta característica puede ser incluida en la estructura de un UPFC en aras a manipular contingencias como la falla de un convertidor o ser más adaptable a futuros cambios en el sistema.

3.2 MODELAMIENTO DE DISPOSITIVOS FACTS

El continuo desarrollo y actualización de la microelectrónica dan cada vez mayor rapidez y capacidad de almacenamiento a los equipos de cómputo. Esto, junto con las sofisticadas herramientas de programación, y los grandes avances en el campo de las mediciones, han hecho que los programas para la simulación de sistemas de potencia sean cada vez más eficientes y permitan

funcionalidades más amplias, que no solo dan rapidez sino gran exactitud para emular la dinámica de comportamiento de sistemas muy grandes. La figura 3.4 muestra los campos en sistemas de potencia, en los que la simulación es usada típicamente [4]:



Figura 3.4 Simulación en sistemas de potencia

En el planeamiento de los sistemas de potencia es necesario analizar el comportamiento futuro del sistema y los posibles obstáculos técnicos que se pueden presentar por la inclusión de tecnologías tales como los controladores FACTS, donde el control juega un papel muy importante. La simulación de FACTS es hecha principalmente en las siguientes dos formas [4]:

1. Cálculos detallados en sistemas trifásicos. En este caso todos los elementos del controlador FACTS (transformador, convertidores y capacitores), son representados en detalle, incluyendo sus no linealidades, capacitancias dispersas y los esquemas de control que definen los pulsos de disparo de los convertidores. Esta simulación tan minuciosa busca estudiar en condiciones de estado estable y transitorias las condiciones extremas o anormales de los equipos y sus armónicos y la interacción entre los controladores FACTS y el sistema. Este tipo de modelación, que incluye minuciosos detalles de la electrónica de potencia involucrada en los sistemas de control, no es tema de este trabajo.
2. Análisis de estado estable y estabilidad. Este tipo de modelación incluye flujo de potencia, estabilidad transitoria, y análisis de eigenvalores. En este caso, el objetivo es analizar el estado estable, el comportamiento transitorio y las interacciones entre el sistema y los controladores FATCS, que son representados con modelos simplificados que capturan la respuesta correcta del controlador a las frecuencias de interés. Este tipo de modelamiento es usual en análisis de flujos de potencia y supone

simplificaciones que asumen (sin incluir la parte de control y detalles de la electrónica de potencia), que los sistemas de control de los convertidores operan en condiciones adecuadas según el modo de operación en el que se quiere trabajar el UPFC. Este tipo de modelación exige una representación adecuada del sistema de potencia y es el tipo de modelación abordado en este trabajo.

Hay una gran variedad de programas y modelos, la mayoría de ellos comerciales y de altos costos, que ofrecen herramientas para el diseño y análisis de sistemas de potencia y controladores FACTS. Desde el año 2000 se han estado realizando investigaciones que utilizan técnicas de fasores dinámicos en modelamiento y análisis de dispositivos FACTS como las revisadas en [5], que ilustran la capacidad de las metodologías de modelado propuestas para los dispositivos tipo TCSC y tipo UPFC, pero que sin embargo no indican metodologías ni técnicas para incluir los modelos propuestos en software para flujos de carga o análisis de estabilidad.

Investigaciones más recientes plantean complejos modelos de dispositivos FACTS para análisis de estabilidad, oscilaciones de potencia y estudio de restricciones de seguridad en flujos óptimos de potencia, (OPF), basados en diferentes técnicas y haciendo uso de diferentes plataformas de software [6],[7],[8] y [9].

En la actualidad las universidades a nivel internacional adelantan grandes esfuerzos para crear nuevas metodologías de control y modelado de los FACTS, las cuales han contado con el apoyo de grandes compañías y empresas del sector eléctrico en el mundo.

3.3 MODELAMIENTO DE DISPOSITIVOS UPFC

Con base en la arquitectura básica de un UPFC, su capacidad de control en la transmisión de potencia y los diferentes modos de operación, según la interacción que se quiera con el SEP, la literatura mundial ha planteado diferentes modelos para estos dispositivos. En este numeral se presentan algunos de los más relevantes en términos de inclusión en el software de flujos de potencia.

3.3.1 MODELO UPFC DE DOS FUENTES DE CORRIENTE

Este modelo, presentado por Dussan Povh en [4], supone que el controlador del equipo UPFC balancea la potencia real del dispositivo calculando la potencia real inyectada por la rama serie y tomando ésta del sistema a través de la fuente

de corriente I_T (ver figura 3.5). La fuente de corriente I_q toma solamente la potencia reactiva del sistema y se encarga del control del voltaje en el nodo s . Esta potencia reactiva y la potencia reactiva inyectada al sistema por la rama serie, son generadas internamente por los convertidores.

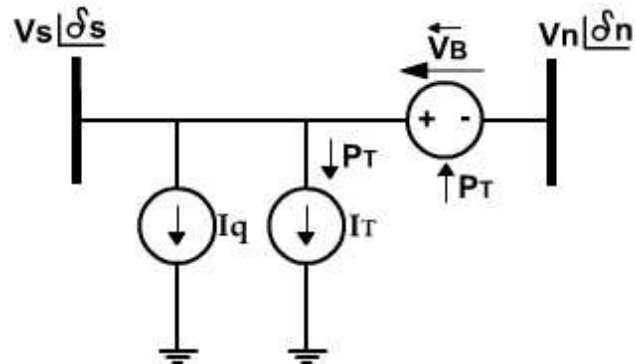


Figura 3.5 Modelo UPFC de dos fuentes de corriente.

El vector de voltaje inyectado en la rama serie, V_B , puede teóricamente estar en cualquier fase con respecto al vector de voltaje V_s y puede tener cualquier magnitud de 0 a un valor máximo V_{Bmax} . Por consiguiente, el área de operación en estado estable es limitada básicamente por un círculo de radio V_{Bmax} . El fasor V_B (y así el fasor V_n), puede tomar cualquier posición dentro de esta área. El punto de operación puede entonces ser cambiado por el cambio en la magnitud y en la fase de V_B .

La componente del vector de voltaje V_B que está en fase con la corriente a través de la línea en la que se inserta el dispositivo, representa la parte real de la potencia inyectada, la cual es proveída por la rama paralela del UPFC (corriente I_T). De otro lado, la componente de voltaje V_B que es perpendicular a la corriente de la línea representa la componente de potencia reactiva (corriente I_q). Así, la inyección de potencia activa y reactiva por la rama serie del UPFC está directamente relacionada con la inyección del vector de voltaje V_B , como se indicó en el numeral 3.1.

3.3.2 MODELO UPFC SIN IMPEDANCIAS

Este modelo, presentado en una metodología basada en la identificación de la ubicación óptima de dispositivos FACTS para incrementar la máxima transferencia de potencia en [10], es un modelo que no considera las impedancias de los transformadores de excitación y de acople y es conocido como modelo de dos puertos de un UPFC (figura 3.6). La fuente de voltaje serie V_B representa el voltaje controlable insertado desde la rama serie, y la fuente de corriente I_E es la corriente controlable inyectada por la rama paralelo.

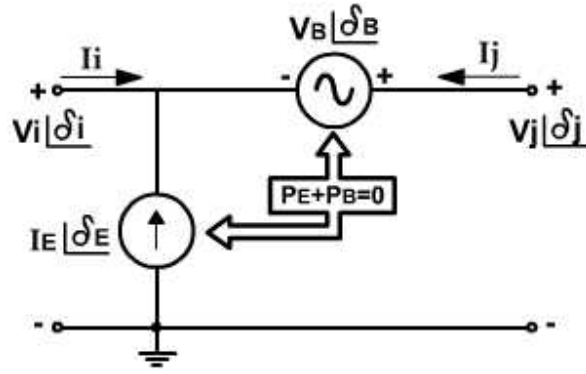


Figura 3.6 Modelo UPFC de dos puertos

De las cuatro cantidades controlables, llamadas, la magnitud de voltaje V_B , el ángulo de fase del voltaje V_B , δ_B , la magnitud de la corriente shunt, I_E , el ángulo de fase de la corriente I_E , δ_E , solo tres pueden ser reguladas independientemente [10], dentro de una región definida por:

$$\varepsilon = \begin{cases} V_B, \delta_B, I_E, \delta_E & \\ V_B \leq V_B^{\max}; 0 \leq \delta_B \leq 2\pi & (3,1) \\ I_E \leq I_E^{\max}; 0 \leq \delta_E \leq 2\pi & (3,2) \\ P_{exch}^{tot} = 0 & (3,3) \end{cases}$$

Donde P_{exch}^{tot} es el intercambio de potencia activa entre el dispositivo UPFC con el sistema, que es cero dado la potencia activa inyectada por el UPFC al sistema en la rama serie, es tomada del mismo sistema a través de la rama paralelo. Usando las leyes de Kirchhoff, las ecuaciones que describen el modelo del UPFC son:

$$-V_i - V_B + V_j = 0 \quad (3,4)$$

$$I_i + I_E + I_j = 0 \quad (3,5)$$

$$\Re\{V_i I_E^*\} + \Re\{V_B I_j^*\} = 0 \quad (3,6)$$

$$\Im\{V_i I_E^*\} = 0 \quad (3,7)$$

\Re e \Im en las ecuaciones (3,6) y (3,7) son las partes real e imaginaria respectivamente. Las dos primeras ecuaciones, (3,4 y 3,5) corresponden simplemente a leyes de Kirchhoff. Como se muestra en (3,6), se desprecian las pérdidas óhmicas en los convertidores del UPFC, y por tanto el intercambio de potencia activa entre el UPFC y el sistema de potencia es nulo.

Este modelo es válido solo si el control del voltaje en el terminal AC del sistema de potencia donde se conecta la rama de excitación no es requerido. De ahí surge la ecuación planteada en (3,7), que indica que el intercambio de potencia reactiva en los terminales del transformador de la rama de excitación es nulo. Así, en el planteamiento, durante la incorporación de este modelo en el flujo de carga para un sistema de potencia, no se considera la capacidad de control de voltaje del convertidor conectado en paralelo (rama de excitación).

En este modelo, las variables de estado del UPFC son: V_B , δ_B , e I_E . El ángulo de fase de la corriente I_E , δ_E , está definido por la ecuación (3,7), ya que esta ecuación supone que la corriente I_E está en fase con el voltaje V_i .

3.3.3 MODELO UPFC CON IMPEDANCIA SERIE Y EN DERIVACIÓN

Este modelo corresponde a la versión más completa del UPFC. Considera ambos transformadores de acoplamiento como fuentes de tensión con sus respectivas impedancias en serie. Este modelo incluye más variables que el anterior, dificultando su incorporación en herramientas de flujos de potencia. Sin embargo, este mayor nivel de modelación permite una representación más flexible y realista, alcanzando una mayor controlabilidad y resultados más cercanos a la operación real de un UPFC dentro de un sistema de potencia [11].

Esquemáticamente, su representación corresponde a la figura 3.7 (Modelo con impedancias del UPFC). El modelo matemático de estado estacionario fue desarrollado en [13], y la metodología de incorporación del UPFC en un flujo de potencia utilizando el método de Newton se expone en el desarrollo de este trabajo.

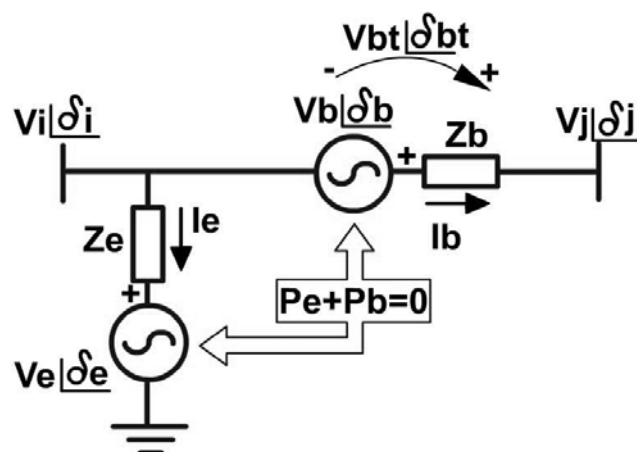


Figura 3.7 Modelo UPFC con impedancias

Las ecuaciones que describen este modelo son similares a las planteadas para el modelo anterior pero con algunas variaciones que hacen más completo el modelo. De las cuatro cantidades controlables, llamadas, la magnitud de voltaje

V_b , el ángulo de fase del voltaje V_b , δ_b , la magnitud del voltaje paralelo, V_e , el ángulo de fase del voltaje V_e , δ_e , las cuatro pueden ser reguladas independientemente, dentro de una región definida por:

$$\mathcal{E} = \begin{cases} V_b, \delta_b, I_e, \delta_e & (3,8) \\ V_b \leq V_b^{\max}; 0 \leq \delta_b \leq 2\pi & (3,9) \\ V_e \leq V_e^{\max}; 0 \leq \delta_e \leq 2\pi & (3,10) \\ P_{exch}^{tot} = 0 \end{cases}$$

Donde P_{exch}^{tot} es el intercambio de potencia activa del dispositivo UPFC con el sistema. En este modelo, al igual que en el anterior se desprecian las pérdidas de potencia en los convertidores del UPFC, sin embargo, se consideran las pérdidas en los devanados de los transformadores serie y paralelo. Haciendo uso de las leyes de Kirchhoff, aplicadas al circuito equivalente mostrado en la figura 3,7, se pueden obtener las ecuaciones que describen este modelo de UPFC.

$$-V_{bt} - I_b Z_b + V_j = 0 \quad (3,11)$$

$$I_i - I_e - I_b = 0 \quad (3,12)$$

$$V_i - V_e - I_e Z_e = 0 \quad (3,13)$$

$$\Re\{V_e I_e^*\} + \Re\{V_b I_b^*\} = 0 \quad (3,14)$$

Este trabajo ha seleccionado el modelo presentado en el numeral 3.3.3, para ser empleado en el segundo tipo de modelación mencionado (para análisis de estado estable y estabilidad), e incluirlo en un software de flujo de carga en sistemas de potencia [14], desarrollado en plataforma Matlab.

3.4 MODELO PARA FLUJO DE CARGA DE DISPOSITIVO UPFC

Es común encontrar en la literatura internacional que los modelos de dispositivos UPFC solo son presentados en términos de su circuito equivalente, pero no son presentados para su inclusión en un sistema de potencia, aspecto que hace variar de manera significativa las expresiones para los modelos. En esta parte del trabajo se obtiene el modelo para el dispositivo UPFC seleccionado, adaptado para ser incluido a las ecuaciones de un SEP y para su posterior inclusión en el software de flujo de carga. La inclusión del dispositivo FACTS tipo UPFC en un flujo de carga, modifica al mismo de manera directa solo en las barras explícitamente involucradas en la conexión del dispositivo, es decir, la barra de origen y la barra de acople (en la figura 3.8 y su descripción, se indica la nomenclatura asumida en el desarrollo de este trabajo). Para

generalizar, utilizaremos la siguiente nomenclatura que define la ubicación de un UPFC en cualquier sistema, y se ilustra en la figura 3.8. Esta nomenclatura (a excepción del subíndice n impuesto al nodo de acople, ver numeral c), es de uso común en textos como [15] y en publicaciones como [10] y [13], entre otras.

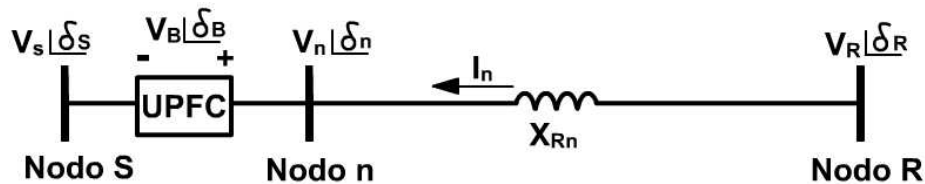


Figura 3.8 Inclusión de UPFC en línea de transmisión

- a) Barra de origen: Barra de la subestación en la que se conecta el dispositivo. Su fasor de voltaje será expresado como $\vec{V}_S = V_S \angle \delta_S$. El subíndice S indica "sending".
- b) Barra de destino: Barra Terminal de la línea en la que se incluye el dispositivo UPFC. Su fasor de voltaje será expresado como $\vec{V}_R = V_R \angle \delta_R$. El subíndice R indica "receiving".
- c) Barra de acople: Barra que aparece en el sistema al interrumpir la línea en la que se incluye el dispositivo, necesaria para acoplar el UPFC a la barra de destino. Su fasor de voltaje será expresado como $\vec{V}_n = V_n \angle \delta_n$. El subíndice n indica el "nuevo" nodo que aparece en el sistema. Este nuevo nodo es un factor importante en la modificación que la inclusión de un dispositivo UPFC genera en el modelo matemático general de un flujo de potencia.
- d) Voltaje serie inyectado por el dispositivo UPFC. Será expresado como $\vec{V}_B = V_B \angle \delta_B$.
- e) Corriente a través del nodo n. El fasor es indicado como I_n .

Teniendo definida la nomenclatura a utilizar, en los siguientes numerales se obtienen las ecuaciones correspondientes al modelo UPFC para flujos de potencia.

3.4.1 MODELO UPFC SIN IMPEDANCIAS

En este, al igual que en el modelo con impedancias que se presenta en el siguiente numeral, se analizan los intercambios de potencia entre el modelo y un SEP, además de las expresiones para la potencia activa y reactiva en las ramas serie y paralelo (de acople y de excitación), del dispositivo. En la figura 3.9 se muestra el esquema circuital para el caso de interés.

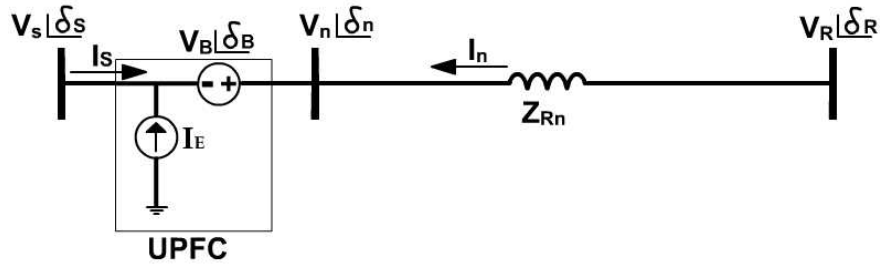


Figura 3.9 Modelo UPFC sin impedancias inserto en línea de transmisión

1. Potencia entregada por el sistema al UPFC desde el nodo de origen

De la definición del modelo del dispositivo, presentada en el numeral 3.3.2, y observando la figura 3.9 se tiene que:

$$\vec{I}_s = -\vec{I}_n - \vec{I}_E \quad (3,15)$$

$$\begin{aligned} \vec{I}_n &= \frac{\vec{V}_R - \vec{V}_n}{Z_{Rn}} = Y_{Rn} (\vec{V}_R - \vec{V}_n) \\ &= G_{Rn} V_R \cos(\delta_R) - G_{Rn} V_n \cos(\delta_n) - B_{Rn} V_R \sin(\delta_R) + B_{Rn} V_n \sin(\delta_n) + \\ &\quad j(B_{Rn} V_R \cos(\delta_R) - B_{Rn} V_n \cos(\delta_n) + G_{Rn} V_R \sin(\delta_R) - G_{Rn} V_n \sin(\delta_n)) \end{aligned} \quad (3,16)$$

Por facilidad de inclusión del modelo del dispositivo en el flujo de carga, se ha considerado la admitancia de la línea en la que se inserta el dispositivo, en términos de sus componentes conductancia y susceptancia:

$$Y_{Rn} = G_{Rn} + jB_{Rn} \quad (3,17)$$

Expresando los fasores de voltaje en sus componentes real e imaginaria, la corriente que el sistema entrega al dispositivo UPFC desde el nodo de origen será:

$$\begin{aligned}
\vec{I}_S &= -\vec{I}_n - \vec{I}_E \\
&= -\left[Y_{Rn} (\vec{V}_R - \vec{V}_n) \right] - \vec{I}_E \\
&= -\left[(G_{Rn} + jB_{Rn}) [(V_R (\cos(\delta_R) + j\sin(\delta_R))) - (V_n (\cos(\delta_n) + j\sin(\delta_n)))] \right] \\
&\quad - I_E (\cos(\delta_E) + j\sin(\delta_E)) \\
&= -G_{Rn} V_R \cos(\delta_R) + G_{Rn} V_n \cos(\delta_n) + B_{Rn} V_R \sin(\delta_R) - B_{Rn} V_n \sin(\delta_n) - I_E \cos \delta_E \\
&\quad + j(-B_{Rn} V_R \cos(\delta_R) + B_{Rn} V_n \cos(\delta_n) - G_{Rn} V_R \sin(\delta_R) + G_{Rn} V_n \sin(\delta_n) - I_E \sin \delta_E) \quad (3,18)
\end{aligned}$$

La potencia compleja entregada al dispositivo es:

$$\begin{aligned}
\vec{S}_S &= \vec{V}_S * \vec{I}_S^* = P_S + jQ_S \\
&= V_S (\cos(\delta_S) + j\sin(\delta_S)) * \vec{I}_S^* \quad (3,19)
\end{aligned}$$

El superíndice asterisco en el vector I_S indica el conjugado del vector. Conjugando la expresión dada para I_S en la ecuación (3,18) y simplificando términos, tenemos que:

$$\begin{aligned}
S_S &= -V_S V_R [G_{Rn} \cos(\delta_S - \delta_R) + B_{Rn} \sin(\delta_S - \delta_R)] + V_S V_n [G_{Rn} \cos(\delta_S - \delta_n) + B_{Rn} \sin(\delta_S - \delta_n)] \\
&\quad - V_S I_E \cos(\delta_S - \delta_E) + j[-V_S V_R [G_{Rn} \sin(\delta_S - \delta_R) - B_{Rn} \cos(\delta_S - \delta_R)] + \\
&\quad + V_S V_n [G_{Rn} \sin(\delta_S - \delta_n) - B_{Rn} \cos(\delta_S - \delta_n)] - V_S I_E \sin(\delta_S - \delta_E)] \quad (3,20)
\end{aligned}$$

Así, las expresiones para la potencia activa y reactiva entregadas al UPFC desde el nodo de origen serán:

$$\begin{aligned}
P_S &= -V_S V_R [G_{Rn} \cos(\delta_S - \delta_R) + B_{Rn} \sin(\delta_S - \delta_R)] + V_S V_n [G_{Rn} \cos(\delta_S - \delta_n) + B_{Rn} \sin(\delta_S - \delta_n)] + \\
&\quad - V_S I_E \cos(\delta_S - \delta_E) \quad (3,21)
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
Q_S &= -V_S V_R [G_{Rn} \sin(\delta_S - \delta_R) - B_{Rn} \cos(\delta_S - \delta_R)] + V_S V_n [G_{Rn} \sin(\delta_S - \delta_n) - B_{Rn} \cos(\delta_S - \delta_n)] \\
&\quad - V_S I_E \sin(\delta_S - \delta_E) \quad (3,22)
\end{aligned}$$

Teniendo en cuenta, como se indica en el numeral 3.3.2 y en la ecuación (3,7), que este modelo UPFC no involucra un intercambio de potencia reactiva entre el convertidor paralelo de la rama de excitación y el sistema de potencia, (lo que implica que el voltaje de la barra de origen V_S está en fase con el vector de corriente I_E del modelo UPFC), las ecuaciones (3,21) y (3,22) se transforman en:

$$\begin{aligned}
P_S &= -V_S V_R [G_{Rn} \cos(\delta_S - \delta_R) + B_{Rn} \sin(\delta_S - \delta_R)] + V_S V_n [G_{Rn} \cos(\delta_S - \delta_n) + B_{Rn} \sin(\delta_S - \delta_n)] + \\
&\quad - V_S I_E \quad (3,23)
\end{aligned}$$

$$Q_S = -V_S V_R [G_{Rn} \text{Sin}(\delta_S - \delta_R) - B_{Rn} \text{Cos}(\delta_S - \delta_R)] + V_S V_n [G_{Rn} \text{Sin}(\delta_S - \delta_n) - B_{Rn} \text{Cos}(\delta_S - \delta_n)] \quad (3,24)$$

2. Potencia entregada por el sistema al UPFC desde el nodo de acople

La potencia entregada por el sistema al dispositivo, desde el nodo de acople está dada por:

$$\vec{S}_n = \vec{V}_n * \vec{I}_n^* = P_n + jQ_n \quad (3,25)$$

Tomando la expresión para el vector de corriente I_n dada en (3,16) y expresándola en sus componentes real e imaginaria, al igual que al voltaje del nodo de acople, se tiene:

$$S_n = (V_n (\text{Cos}(\delta_n) + j\text{Sin}(\delta_n))) \cdot * [G_{Rn} V_R \text{Cos}(\delta_R) - G_{Rn} V_n \text{Cos}(\delta_n) - B_{Rn} V_R \text{Sin}(\delta_R) + B_{Rn} V_n \text{Sin}(\delta_n) + j(B_{Rn} V_R \text{Cos}(\delta_R) - B_{Rn} V_n \text{Cos}(\delta_n) + G_{Rn} V_R \text{Sin}(\delta_R) - G_{Rn} V_n \text{Sin}(\delta_n))] \quad (3,26)$$

Al conjugar la expresión para la corriente y simplificar, se tiene la siguiente expresión para la potencia compleja:

$$S_n = V_n V_R [G_{Rn} \text{Cos}(\delta_n - \delta_R) + B_{Rn} \text{Sin}(\delta_n - \delta_R)] - V_n^2 G_{Rn} + j[V_n V_R [G_{Rn} \text{Sin}(\delta_n - \delta_R) - B_{Rn} \text{Cos}(\delta_n - \delta_R)] + V_n^2 B_{Rn}] \quad (3,27)$$

Separando las partes real e imaginaria de esta expresión tenemos la potencia activa y reactiva entregada desde el nodo de acople hacia el UPFC:

$$P_n = V_n V_R [G_{Rn} \text{Cos}(\delta_n - \delta_R) + B_{Rn} \text{Sin}(\delta_n - \delta_R)] - V_n^2 G_{Rn} \quad (3,28)$$

$$Q_n = V_n V_R [G_{Rn} \text{Sin}(\delta_n - \delta_R) - B_{Rn} \text{Cos}(\delta_n - \delta_R)] + V_n^2 B_{Rn} \quad (3,29)$$

3. Potencia en la rama de excitación (rama paralelo) del UPFC

Observando la gráfica 3.9 se deduce que la expresión para la potencia compleja en la rama de excitación del UPFC es:

$$\begin{aligned} \vec{S}_E &= \vec{V}_S \vec{I}_E^* \\ &= [V_S (\text{Cos}(\delta_S) + j\text{Sin}(\delta_S))] \cdot [I_E (\text{Cos}(\delta_E) - j\text{Sin}(\delta_E))] \\ &= V_S I_E [\text{Cos}(\delta_S - \delta_E) + j\text{Sin}(\delta_S - \delta_E)] \end{aligned} \quad (3,30)$$

Separando las partes real e imaginaria tenemos una expresión para la potencia activa y reactiva en la rama de excitación:

$$P_E = V_S I_E \cos(\delta_S - \delta_E) \quad (3,31)$$

$$Q_E = V_S I_E \sin(\delta_S - \delta_E) \quad (3,32)$$

Teniendo en cuenta la consideración hecha por el modelo de UPFC considerado, dada en la ecuación (3,7), los vectores de voltaje V_S y de corriente I_E , tienen la misma fase, aspecto que simplifica las ecuaciones (3,31) y (3,32) en:

$$P_E = V_S I_E \quad (3,33)$$

$$Q_E = 0 \quad (3,34)$$

4. Potencia en la rama de acople (rama serie) del UPFC

Observando la gráfica 3,9 se deduce que la expresión para la potencia compleja en la rama de acople del UPFC es:

$$\vec{S}_B = \vec{V}_B \vec{I}_n^* = P_B + jQ_B \quad (3,35)$$

Por facilidad en la posterior inclusión de estas ecuaciones de potencia en el modelo completo del SEP para flujos de carga, es necesario reemplazar en esta expresión (ecuación 3,35), el vector de voltaje V_B en términos de los voltajes de nodo del sistema indicados en la figura 3,9 (V_S , V_n , ó V_R). De no realizar este cambio, aparecerían dos variables de estado adicionales en el sistema, la magnitud y el ángulo del voltaje V_B .

De la ecuación (3,4), dada en la definición del modelo, se puede expresar el vector de voltaje inyectado por el UPFC en serie con la línea, V_B , por la siguiente ecuación:

$$\begin{aligned} \vec{V}_B &= \vec{V}_n - \vec{V}_S \\ &= V_n (\cos(\delta_n) + j\sin(\delta_n)) - V_S (\cos(\delta_S) + j\sin(\delta_S)) \end{aligned} \quad (3,36)$$

Utilizando el conjugado de la expresión para I_n dada en (3,16) y la expresión para el vector V_B dada en (3,36), podemos encontrar una expresión para la potencia en la rama de acople del dispositivo, indicada en la ecuación (3,35):

$$\begin{aligned} \vec{S}_B &= [V_n(Cos(\delta_n) + jSin(\delta_n)) - V_S(Cos(\delta_S) + jSin(\delta_S))]^* \\ & [G_{Rn}V_R Cos(\delta_R) - G_{Rn}V_n Cos(\delta_n) - B_{Rn}V_R Sin(\delta_R) + B_{Rn}V_n Sin(\delta_n) - \\ & j(B_{Rn}V_R Cos(\delta_R) - B_{Rn}V_n Cos(\delta_n) + G_{Rn}V_R Sin(\delta_R) - G_{Rn}V_n Sin(\delta_n))] \end{aligned} \quad (3,37)$$

Al efectuar operaciones y simplificar, se tiene:

$$\begin{aligned} \vec{S}_B &= V_n V_R G_{Rn} Cos(\delta_n - \delta_R) + V_n V_R B_{Rn} Sin(\delta_n - \delta_R) - V_n^2 G_{Rn} - V_S V_R G_{Rn} Cos(\delta_S - \delta_R) - \\ & V_S V_R B_{Rn} Sin(\delta_S - \delta_R) + V_S V_n G_{Rn} Cos(\delta_S - \delta_n) + V_S V_n B_{Rn} Sin(\delta_S - \delta_n) + \\ & j(V_n V_R G_{Rn} Sin(\delta_n - \delta_R) - V_n V_R B_{Rn} Cos(\delta_n - \delta_R) + V_n^2 B_{Rn} - V_S V_R G_{Rn} Sin(\delta_S - \delta_R) + \\ & V_S V_R B_{Rn} Cos(\delta_S - \delta_R) + V_S V_n G_{Rn} Sin(\delta_S - \delta_n) - V_S V_n B_{Rn} Cos(\delta_S - \delta_n)) \end{aligned} \quad (3,38)$$

Separando las partes real e imaginaria tenemos una expresión para la potencia activa y reactiva en la rama de acople:

$$\begin{aligned} P_B &= V_n V_R G_{Rn} Cos(\delta_n - \delta_R) + V_n V_R B_{Rn} Sin(\delta_n - \delta_R) - V_n^2 G_{Rn} - V_S V_R G_{Rn} Cos(\delta_S - \delta_R) - \\ & V_S V_R B_{Rn} Sin(\delta_S - \delta_R) + V_S V_n G_{Rn} Cos(\delta_S - \delta_n) + V_S V_n B_{Rn} Sin(\delta_S - \delta_n) \end{aligned} \quad (3,39)$$

$$\begin{aligned} Q_B &= V_n V_R G_{Rn} Sin(\delta_n - \delta_R) - V_n V_R B_{Rn} Cos(\delta_n - \delta_R) + V_n^2 B_{Rn} - V_S V_R G_{Rn} Sin(\delta_S - \delta_R) + \\ & V_S V_R B_{Rn} Cos(\delta_S - \delta_R) + V_S V_n G_{Rn} Sin(\delta_S - \delta_n) - V_S V_n B_{Rn} Cos(\delta_S - \delta_n) \end{aligned} \quad (3,40)$$

5. Ecuación de balance de potencia activa entre los convertidores del UPFC

De la ecuación (3,6), donde se define una de las características más importantes del modelo UPFC, se plantea que la potencia activa entregada al sistema por el dispositivo en la rama serie, es absorbida del sistema por el dispositivo a través de la rama paralelo sin pérdidas durante el proceso en los convertidores. Así, si la potencia activa que el UPFC absorbe del sistema a través de la rama de excitación, es igual a la potencia activa que el dispositivo entrega al sistema, se tiene que su diferencia será nula.

$$P_E - P_B = 0 \quad (3,41)$$

Reemplazando en (3,41), las expresiones para P_E y P_B , obtenidas en (3,33) y (3,39) respectivamente, Tenemos:

$$V_S I_E - V_n V_R G_{Rn} \cos(\delta_n - \delta_R) - V_n V_R B_{Rn} \sin(\delta_n - \delta_R) + V_n^2 G_{Rn} + V_S V_R G_{Rn} \cos(\delta_S - \delta_R) + V_S V_R B_{Rn} \sin(\delta_S - \delta_R) - V_S V_n G_{Rn} \cos(\delta_S - \delta_n) - V_S V_n B_{Rn} \sin(\delta_S - \delta_n) = 0 \quad (3,42)$$

3.4.2 MODELO UPFC CON IMPEDANCIAS

De manera análoga al numeral anterior, se analizan los intercambios de potencia entre el modelo y un SEP, además de las expresiones para la potencia activa y reactiva en las ramas serie y paralelo (de acople y de excitación), del dispositivo. En la figura 3.10 se muestra el esquema circuital para el caso de interés.

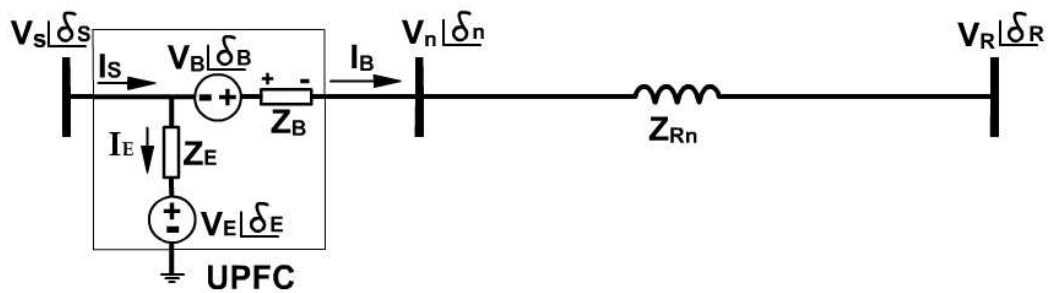


Figura 3.10 Modelo UPFC con impedancias inserto en línea de transmisión

De las ecuaciones planteadas en la definición del modelo en (3,11), (3,12), y (3,13), y adaptándolas a la nomenclatura asumida para su inclusión en un SEP, se tiene:

$$\vec{V}_S - \vec{V}_E - \vec{I}_E Z_E = 0 \quad (3,43)$$

$$-\vec{V}_S - \vec{V}_B + \vec{I}_B Z_B + \vec{V}_n = 0 \quad (3,44)$$

$$\vec{I}_S - \vec{I}_E - \vec{I}_B = 0 \quad (3,45)$$

La ecuación (3,14) del modelo del dispositivo, indica que el intercambio de potencia activa entre los convertidores del UPFC y el sistema, es nulo. Para simplificar el modelo y cumplir con esta restricción, se asume en adelante que las impedancias de los transformadores no tienen parte real, y solo se representan por su componente reactiva.

1. Potencia entregada por el sistema al UPFC desde el nodo de origen

$$\text{La potencia compleja será: } \vec{S}_S = \vec{V}_S * \vec{I}_S^* \quad (3,46)$$

La expresión para la corriente que sale del nodo de origen hacia el UPFC, I_S , se obtiene con base en las ecuaciones (3,43), (3,44), y (3,45). En estas ecuaciones se considerará que la impedancia de los transformadores de acople de los convertidores solo tiene componente inductiva.

De las ecuaciones (3,43) y (3,44) podemos obtener una expresión para las corrientes en las ramas de excitación y de acople:

$$\vec{I}_E = \frac{V_S(\cos(\delta_S) + j\sin(\delta_S)) - V_E(\cos(\delta_E) + j\sin(\delta_E))}{jX_E} \quad (3,47)$$

$$\vec{I}_B = \frac{V_S(\cos(\delta_S) + j\sin(\delta_S)) + V_B(\cos(\delta_B) + j\sin(\delta_B)) - V_n(\cos(\delta_n) + j\sin(\delta_n))}{jX_B} \quad (3,48)$$

De la ecuación (3,45):

$$\vec{I}_S = \frac{V_S(\cos(\delta_S) + j\sin(\delta_S)) - V_E(\cos(\delta_E) + j\sin(\delta_E))}{jX_E} + \frac{V_S(\cos(\delta_S) + j\sin(\delta_S)) + V_B(\cos(\delta_B) + j\sin(\delta_B)) - V_n(\cos(\delta_n) + j\sin(\delta_n))}{jX_B} \quad (3,49)$$

$$\vec{I}_S^* = \frac{V_S(\cos(\delta_S) - j\sin(\delta_S)) - V_E(\cos(\delta_E) - j\sin(\delta_E))}{-jX_E} + \frac{V_S(\cos(\delta_S) - j\sin(\delta_S)) + V_B(\cos(\delta_B) - j\sin(\delta_B)) - V_n(\cos(\delta_n) - j\sin(\delta_n))}{-jX_B} \quad (3,50)$$

Reemplazando (3,50) en (3,46), efectuando operaciones y simplificando se tiene una expresión completa para la potencia compleja:

$$\vec{S}_S = \frac{V_S V_E}{X_E} \sin(\delta_S - \delta_E) - \frac{V_S V_B}{X_B} \sin(\delta_S - \delta_B) + \frac{V_S V_n}{X_B} \sin(\delta_S - \delta_n) + j \left[V_S^2 \left(\frac{X_E + X_B}{X_E \cdot X_B} \right) + \frac{V_S V_B}{X_B} \cos(\delta_S - \delta_B) - \frac{V_S V_E}{X_E} \cos(\delta_S - \delta_E) - \frac{V_S V_n}{X_B} \cos(\delta_S - \delta_n) \right] \quad (3,51)$$

Si se observan de manera separada los términos que involucran solo las variables de estado del UPFC y los que involucran solo las variables de estado del sistema y sus parámetros, se tiene la siguiente expresión para la potencia entregada al dispositivo desde la barra de origen:

$$\vec{S}_S = \frac{V_S V_E}{X_E} \text{Sin}(\delta_S - \delta_E) - \frac{V_S V_B}{X_B} \text{Sin}(\delta_S - \delta_B) + j \left(\frac{V_S V_B}{X_B} \text{Cos}(\delta_S - \delta_B) - \frac{V_S V_E}{X_E} \text{Cos}(\delta_S - \delta_E) \right) + \frac{V_S V_n}{X_B} \text{Sin}(\delta_S - \delta_n) + j \left(V_S^2 \left(\frac{X_E + X_B}{X_E \cdot X_B} \right) - \frac{V_S V_n}{X_B} \text{Cos}(\delta_S - \delta_n) \right) \quad (3,52)$$

En el primer renglón de la ecuación (3,52) se observan los elementos de la ecuación que involucran las variables de estado del UPFC y representan la inyección de potencia que hace el dispositivo al sistema. En el segundo renglón de la ecuación se observa la ecuación de transferencia de potencia típica entre dos barras de un sistema en sus componentes real e imaginaria. De (3,52) surge el modelo de inyección que define el primer renglón de la ecuación como la inyección de potencia provocada por el dispositivo al sistema, y el segundo renglón corresponde simplemente a la transferencia de potencia entre el nodo s y el nodo n .

El modelo de inyección asume solamente la parte de la expresión que corresponde a la inyección de potencia del UPFC al sistema y que está dada por el primer renglón de la ecuación (3,52):

$$\vec{S}_{Siny} = \frac{V_S V_E}{X_E} \text{Sin}(\delta_S - \delta_E) - \frac{V_S V_B}{X_B} \text{Sin}(\delta_S - \delta_B) + j \left(\frac{V_S V_B}{X_B} \text{Cos}(\delta_S - \delta_B) - \frac{V_S V_E}{X_E} \text{Cos}(\delta_S - \delta_E) \right) \quad (3,53)$$

Separando las partes real e imaginaria se tiene una expresión para la potencia inyectada activa y reactiva respectivamente:

$$P_{Siny} = \frac{V_S V_E}{X_E} \text{Sin}(\delta_S - \delta_E) - \frac{V_S V_B}{X_B} \text{Sin}(\delta_S - \delta_B) \quad (3,54)$$

$$Q_{Siny} = \frac{V_S V_B}{X_B} \text{Cos}(\delta_S - \delta_B) - \frac{V_S V_E}{X_E} \text{Cos}(\delta_S - \delta_E) \quad (3,55)$$

El modelo adaptado para ser incluido en un flujo de sistemas de potencia, conocido como modelo de inyección, se representa en la figura 3.11.

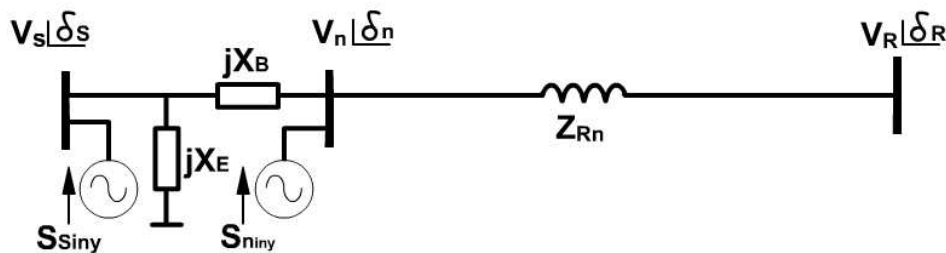


Figura 3.11 Modelo de inyección UPFC con impedancias inserto en línea de transmisión

2. Potencia entregada por el sistema al UPFC desde el nodo de acople

La potencia entregada por el sistema desde el nodo de acople hacia el dispositivo será:

$$\vec{S}_n = \vec{V}_n * \left(-\vec{I}_B^* \right) \quad (3,56)$$

Usando la expresión dada para I_B en (3,44), y simplificando, tenemos:

$$\vec{S}_n = \frac{V_n V_S}{X_B} \text{Sin}(\delta_n - \delta_S) + \frac{V_n V_B}{X_B} \text{Sin}(\delta_n - \delta_B) + j \left[\frac{V_n^2}{X_B} - \frac{V_n V_S}{X_B} \text{Cos}(\delta_n - \delta_S) - \frac{V_n V_B}{X_B} \text{Cos}(\delta_n - \delta_B) \right] \quad (3,57)$$

Realizando un análisis similar al hecho para la potencia entregada desde el nodo de origen y separando las partes real e imaginaria correspondientes a los componentes que involucran variables del UPFC, tenemos el modelo de inyección, que entrega una expresión para la potencia activa y reactiva inyectadas por el dispositivo al sistema y supone la otra parte de la ecuación como parte normal del flujo de potencia entre los nodos s y n . En la figura 3.11 se indica la influencia de las ecuaciones (3,58) y (3,59) en el modelo.

$$P_{niny} = \frac{V_n V_B}{X_B} \text{Sin}(\delta_n - \delta_B) \quad (3,58)$$

$$Q_{niny} = -\frac{V_n V_B}{X_B} \text{Cos}(\delta_n - \delta_B) \quad (3,59)$$

3. Ecuación de balance de potencia activa entre los convertidores del UPFC

La ecuación (3,14) del modelo del dispositivo indica pérdidas nulas en los convertidores y supone que la potencia activa que el dispositivo entrega al sistema a través de la rama serie es tomada del mismo sistema a través de la rama paralelo. Se debe cumplir con la siguiente relación:

$$P_{Siny} + P_{niny} = 0 \quad (3,60)$$

Esta ecuación es válida dado que hemos asumido que no hay pérdidas de potencia activa en las impedancias de los transformadores por considerarlas como impedancias puramente reactivas, considerando solo la parte inductiva.

Usando las expresiones obtenidas en (3,54), y (3,58), para reemplazarlas en (3,60), tenemos la siguiente ecuación, que es una restricción importante del modelo:

$$\frac{V_S V_E}{X_E} \sin(\delta_S - \delta_E) - \frac{V_S V_B}{X_B} \sin(\delta_S - \delta_B) + \frac{V_n V_B}{X_B} \sin(\delta_n - \delta_B) = 0 \quad (3,61)$$

En el siguiente capítulo se muestra la manera como las expresiones encontradas para este modelo son incluidas en un flujo de potencia.

REFERENCIAS DEL CAPÍTULO

- [1] Povh, Dusan; "Use of HVDC and FACTS"; Proceedings of the IEEE, Vol 88, N° 2, February 2000
- [2] Narain G. Hingorani, Laszlo Gyugy; "UNDERSTANDING FACTS: Concepts and Technology of Flexible AC Transmission Systems"; IEEE Power Engineering Society, IEEE Press; ISBN 0780334558 ; 2000
- [3] Edris, A.; Mehraban, A.S.; Rahman, M.; Gyugyi, L.; Arabi, S.; Reitman, T.; "Controlling the flow of real and reactive power"; Computer Applications in Power, IEEE Volume 11, Issue 1, Jan. 1998 Page(s):20 – 25
- [4] Povh, D.; "Modeling of FACTS in power system studies" ; Power Engineering Society Winter Meeting, 2000. IEEE Volume 2, 23-27 Jan. 2000 Page(s):1435 - 1439 vol.2
- [5] Stankovic, A. M.; Mattavelli, P.; Caliskan, V.; Verghese, G. C.; "Modeling and Analysis of FACTS Devices with Dynamic Phasors"; Power Engineering Society Winter Meeting IEEE; Jan 2000; Vol. 2; pp 1440 – 1446
- [6] Mhaskar, U.P.; Kulkarni, A.M.; "Power Oscillation Damping Using FACTS Devices: Modal Controllability, Observability in Local Signals, and Location of Transfer Function Zeros"; IEEE Transactions on Power Systems, Vol 21, N° 1, February 2006; pp 285-294
- [7] Verma, K. S.; Gupta, H. O.; " Impact on Real and Reactive Power Pricing in Open Power Market Using Unified Power Flow Controller"; IEEE Transactions on Power Systems, Vol 21, N° 1, February 2006; pp 365-371
- [8] Berizzi, A.; Delfanti, M.; Marannino, P.; Pasquadibisceglie, M. S. ; Silvestri, A.; "Enhanced Security-Constrained OPF with FACTS Devices"; IEEE Transactions on Power Systems, Vol 20, N° 3, August 2005; pp 1597-1605
- [9] Masuda, M.; Bormio, E.; Jardini, J. A.; Silva, F. A. T.; COPELIOVITCH, S.; CAMARGO, J.; " Development and Implementation of FACTS Devices in Distribution Networks"; IEEE/PES Transmisión and Distribution Conference and Exposition: Latin America. 2004. pp 839-844
- [10] Orfanogianni, T.; Bacher, R ; "Steady-state optimization in power systems with series FACTS devices"; Power Systems, IEEE Transactions on Volume 18, Issue 1, Feb. 2003 Page(s):19 – 26

- [11] Cerda M, Sebastián; Palma B, Rodrigo; “Modelación e Incorporación del Controlador Unificado de Flujo de Potencia en el Flujo de Potencia Óptimo”; Tesis, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad de Chile, 2004.
- [12] M. Noroozian, L. Angquist, M. Ghandhari, and G. Andersson, “Use of UPFC for optimal power flow control,” IEEE Trans. Power Delivery, vol. 12, pp. 1629–1634, Oct. 1997
- [13] Nabavi-Niaki A., Iravani M. R., “Steady-State and Dynamic Models of Unified Power Flow Controller (UPFC) for Power System Studies”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 14, No. 4, 1996.
- [14] Castro, Carlos A.; Software de flujo de sistemas de potencia. Gratuito para aplicaciones académicas. <http://www.dsee.fee.unicamp.br/~ccastro/>
- [15] Acha E., Fuerte-Esquivel C., Ambriz-Pérez H., Ángeles-Camacho C.; “FACTS Modeling and Simulation in Power Networks”; John Wiley and Sons, ISBN 0-470-85271-2, 2004.

CAPÍTULO 4: INCLUSIÓN DE MODELO UPFC EN FLUJOS DE POTENCIA

El modelo más completo para el UPFC obtenido en el capítulo anterior debe ser incluido ahora en las ecuaciones de un flujo de potencia. Dado que la técnica a utilizar para resolver el flujo de potencia es Newton Raphson, en este capítulo, de manera inicial, se explica de manera breve en qué consiste la técnica numérica cuando se trata de un conjunto de ecuaciones algebraicas no lineales, que es el caso de las ecuaciones de balance de potencia para un flujo de potencia.

4.1 MÉTODO ITERATIVO DE NEWTON RAPHSON

Si se tiene un sistema n-dimensional de ecuaciones algebraicas no lineales de la forma:

$$\begin{aligned} g(x) &= 0 \\ g(x) &= [g_1(x) \quad g_2(x) \quad \dots \quad g_n(x)]^T \\ x &= [x_1 \quad x_2 \quad \dots \quad x_n]^T \end{aligned} \quad (4,1)$$

El método de Newton Raphson para encontrar la solución de este sistema consiste en realizar una expansión en series de Taylor al grupo de ecuaciones $g(x)$ mostrado en (4,1), y linealizar el sistema despreciando los términos de orden superior en la serie. La linealización se hace en torno a un punto $x=x^{(v)}$, y está dada por la ecuación:

$$\begin{aligned} g(x) &= g(x^{(v)}) + J(x^{(v)}) \cdot \Delta x \\ \Delta x &= x - x^{(v)} \end{aligned} \quad (4,2)$$
$$J = \frac{\partial g}{\partial x} = \begin{bmatrix} \frac{\partial}{\partial x_1} g_1 & \frac{\partial}{\partial x_2} g_1 & \dots & \frac{\partial}{\partial x_n} g_1 \\ \frac{\partial}{\partial x_1} g_2 & \frac{\partial}{\partial x_2} g_2 & \dots & \frac{\partial}{\partial x_n} g_2 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial}{\partial x_1} g_n & \frac{\partial}{\partial x_2} g_n & \dots & \frac{\partial}{\partial x_n} g_n \end{bmatrix}$$

En este planteamiento, el delta de x , (Δx), corresponde a un vector de corrección para las variables del sistema, y la expresión $J(x) = \frac{\partial g}{\partial x}$, corresponde al jacobiano del sistema, que es un arreglo matricial de derivadas parciales de cada función $g_i(x)$, (del vector de ecuaciones mostrado en (4,1)), respecto a cada una de las variables del vector x mostrado también en (4,1).

Teniendo en cuenta que se espera que el grupo de ecuaciones $g(x)=0$, y que se quiere encontrar una expresión para el vector Δx , se tiene:

$$\begin{aligned} 0 &= g(x^{(v)}) + J(x^{(v)}) \cdot \Delta x \\ \Delta x &= -[J(x^{(v)})]^{-1} \cdot g(x^{(v)}) \end{aligned} \quad (4,3)$$

Así, el algoritmo para solucionar el grupo de ecuaciones $g(x)=0$, por el método de Newton Raphson será:

1. Inicializar un contador de iteraciones $v=0$, y escoger un punto inicial $x=x^{(v)}=x^{(0)}$.
2. Encontrar el valor de la función $g(x)$ en $x=x^{(v)}$, $g(x^{(v)})$.
3. Evaluar la convergencia. Si $|g_i(x^{(v)})| \leq \varepsilon$, para $i=1,2,\dots,n$; entonces $x=x^{(v)}$ será una solución dentro de una franja de tolerancia $\pm \varepsilon$, y el proceso converge. Si esta condición aún no se presenta, se continúa con el siguiente paso del algoritmo.
4. Calcular la matriz jacobiana $J(x^{(v)})$.
5. Determinar el nuevo punto $x^{(v+1)}$:

$$\begin{aligned} \Delta x &= -[J(x^{(v)})]^{-1} \cdot g(x^{(v)}) \\ x^{(v+1)} &= x^{(v)} + \Delta x \end{aligned} \quad (4,4)$$

6. Actualizar el contador de iteraciones, $v = v + 1$, y volver al paso dos.

A pesar de que este método es sensible a la escogencia del punto $x^{(0)}$, para la iteración inicial, requiere más espacio en memoria para almacenamiento debido a la matriz jacobiana, y el tiempo computacional por iteración es mayor, pues se debe invertir la matriz jacobiana y multiplicarla por un vector, en general, la literatura registra el método de Newton Raphson como un método suficientemente robusto y adecuado para solución de flujos de potencia ya que posee las siguientes características:

- a) Converge para casos en los que otros métodos no lo hacen, (como Gauss-Seidel), lo que lo hace más confiable.
- b) El número de iteraciones necesarias es independiente de las dimensiones del problema, (al contrario de Gauss-Seidel, que aumenta en un factor n , donde n es la dimensión del problema).
- c) Utilización de técnicas de almacenamiento compacto y de factorización, reduciría de manera significativa el espacio en memoria necesario y el esfuerzo computacional.
- d) No es sensible a la escogencia de la barra de referencia (barra slack), para la solución del flujo de potencia.

e) El método presenta convergencia cuadrática:

Si se tienen las variables: x_s , (solución exacta del problema), x^i , (solución para la iteración i), y $E^i = x^i - x_s$, (error en la iteración), se puede definir la variable:

$$e^i = \|E^i\|_2 = \sqrt{(E^i)^T \cdot E^i}$$

Se puede demostrar que: $\lim_{i \rightarrow \infty} \frac{e^{i+1}}{(e^i)^2} = K$

Donde K es una constante asintótica de proporcionalidad. Para i suficientemente grande, se puede decir que: $e^{i+1} \approx K \cdot (e^i)^2$. Esto garantiza una convergencia rápida especialmente si el punto inicial escogido está próximo a la solución exacta.

En la práctica, es común encontrar que son muy usadas versiones del método de Newton Raphson conocidas como métodos desacoplados.

4.2 UTILIZACIÓN DEL MÉTODO DE NEWTON RAPHSON PARA SOLUCIÓN DE UN FLUJO DE CARGA

El problema básico del flujo de potencia en un sistema eléctrico de potencia se plantea aplicando las leyes de Kirchhoff a todas las N barras de la red eléctrica, obteniendo las ecuaciones para la potencia activa y reactiva en cada barra, que para un sistema típico que no incluye dispositivos FACTS están dadas por [1]:

$$P_k = \sum_{m=1}^N V_k V_m (G_{km} \cos(\delta_k - \delta_m) + B_{km} \sin(\delta_k - \delta_m))$$

$$Q_k = \sum_{m=1}^N V_k V_m (G_{km} \sin(\delta_k - \delta_m) - B_{km} \cos(\delta_k - \delta_m))$$

(4,5)

Estas ecuaciones entregan valores calculados para la potencia activa P_k y para la potencia reactiva Q_k totales, que entran a la red a través de una barra típica k como se sugiere en la figura 4.1 a y 4.1 b.

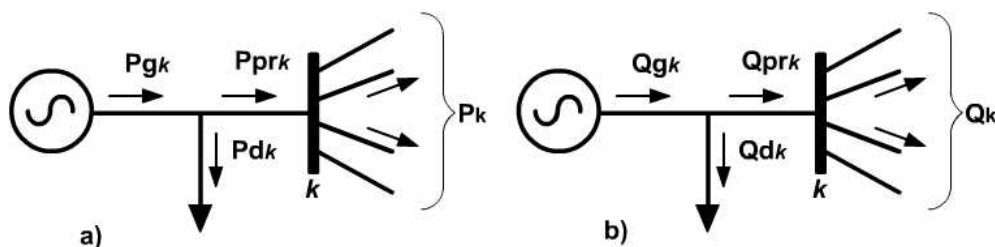


Figura 4.1 Flujos de potencia en una barra típica sin dispositivos FACTS.
a) Flujo de potencia activa b) Flujo de potencia reactiva

En las dos ecuaciones indicadas en (4,5), las variables utilizadas tienen la siguiente significación:

N: número de barras del sistema.

K: subíndice que indica variables de la k -ésima barra del sistema.

G_{km} : Conductancia entre la barra k y la barra m .

B_{km} : Susceptancia entre la barra k y la barra m .

V_k : Magnitud del voltaje en la k -ésima barra.

δ_k : Ángulo del voltaje en la k -ésima barra.

Las componentes G_{km} y B_{km} son las partes real e imaginaria respectivamente, de la matriz Ybarra de la red.

En un SEP típico, se definen tres tipos diferentes de barras para poder utilizar (4,5) y plantear ecuaciones en términos de Newton Raphson con un número de ecuaciones y de variables que permitan la solución del sistema según los datos de entrada con que se cuenta en el problema de un flujo de carga en un SEP. Los tres tipos de barras son [2]:

1. Una barra de referencia o SLACK. Donde la magnitud y el ángulo de la tensión de la barra son dados por el problema del flujo de carga en el SEP, y deben ser obtenidos los valores de P y Q en la barra.
2. N_{PQ} barras tipo PQ. En este tipo de barras, los valores de P y Q de la barra son dados por el problema de flujo de carga en el SEP, y deben ser obtenidos los valores de magnitud y ángulo de la tensión en la barra.
3. N_{PV} barras tipo PV. En este tipo de barras, los valores de potencia activa P y magnitud de la tensión en la barra son dados por el problema del flujo de carga en el SEP, y deben ser obtenidos los valores de ángulo de la tensión y potencia reactiva Q.

Así, las ecuaciones de un SEP para flujo de carga típico tienen $2*(N_{PQ}+N_{PV}+1)$ valores dados y la misma cantidad ($2*(N_{PQ}+N_{PV}+1)$), de incógnitas. Las incógnitas de un problema de flujo de cargas se pueden dividir en dos grupos:

1. Variables de estado del sistema: son las incógnitas asociadas al estado de la red y corresponden a la magnitud y al ángulo de las tensiones de barra, V y δ , respectivamente.
2. Potencia en la red: P y Q en las diferentes partes del sistema pueden ser obtenidas utilizando las ecuaciones de potencias nodales mostradas en (4,5), una vez conocidas las variables de estado del sistema. También se podrían calcular otras condiciones de operación en la red como los flujos de potencia en las líneas de transmisión.

Por la existencia de dos tipos de incógnitas, el problema de flujo de carga se divide también en dos cálculos diferentes de grupos de ecuaciones algebraicas,

uno correspondiente a la determinación de las variables de estado del sistema y otro correspondiente al cálculo de las potencias de la red. El primero es quien utiliza la técnica de Newton Raphson para su solución, y en quien centraremos los análisis que siguen.

4.2.1 DETERMINACIÓN DE LAS VARIABLES DE ESTADO, V_i , δ_i

En la parte inicial del problema de flujo de carga se deben calcular las magnitudes y ángulos de los voltajes, solo en las ramas en las que estos parámetros sean desconocidos. Así, en las barras tipo PQ se tendrá que calcular V y δ , lo que corresponde a dos variables por cada barra y por tanto se trata de un subsistema con un número de incógnitas equivalente a $2 \cdot N_{PQ}$, con el mismo número de ecuaciones asociadas. En las barras tipo PV se tendrá que calcular solamente los ángulos de las tensiones, δ , lo que corresponde a una variable por cada barra y por tanto se trata de un subsistema con un número de incógnitas equivalente a N_{PV} , con el mismo número de ecuaciones asociadas. Esta parte del cálculo del flujo de potencia en un SEP tiene, entonces, un número de incógnitas equivalente a $(2 \cdot N_{PQ}) + N_{PV}$, (N_{PQ} corresponde al número de barras PQ del sistema y N_{PV} corresponde al número de barras PV del sistema).

Por cada dato de potencia conocido en las barras del SEP, se plantea una ecuación de balance de potencia donde las potencias nodales calculadas por las expresiones dadas en (4,5), cumplan con el balance de potencia indicado en la figura 4.1, e igualen las potencias nodales programadas.

En la figura 4.1 P_{gk} y Q_{gk} corresponden a la potencia generada inyectada en el nodo k , P_{dk} y Q_{dk} corresponden a la potencia demandada en el nodo k , y P_{prk} y Q_{prk} corresponden a la potencia programada en el nodo k . la potencia programada en cada nodo está dada por:

$$\begin{aligned} P_{prk} &= P_{gk} - P_{dk} \\ Q_{prk} &= Q_{gk} - Q_{dk} \end{aligned} \tag{4,6}$$

El valor de la potencia programada en un nodo, según las leyes circuitales, debe ser igual al flujo nodal de potencia P_k y Q_k , que se calcula con las expresiones indicadas en (4,5) y se mencionará como potencia calculada. Este balance nodal de potencia entrega las ecuaciones de flujo de carga que serán resueltas utilizando Newton Raphson:

$$\begin{aligned}
P_{prK} - \sum_{m=1}^N V_k V_m (G_{km} \cos(\delta_k - \delta_m) + B_{km} \sin(\delta_k - \delta_m)) &= 0 \\
Q_{prK} - \sum_{m=1}^N V_k V_m (G_{km} \sin(\delta_k - \delta_m) - B_{km} \cos(\delta_k - \delta_m)) &= 0
\end{aligned} \tag{4,7}$$

Es necesario plantear una ecuación de balance de potencia activa como la indicada en (4,7) por cada nodo PV y por cada nodo PQ, y una ecuación de balance de potencia reactiva como la indicada en (4,7) por cada nodo PQ. Así el sistema de ecuaciones no lineales tendrá un número igual de ecuaciones y de incógnitas que toma un valor de $(2*N_{PQ}+N_{PV})$.

Las ecuaciones del flujo de carga dadas en (4,7) se pueden reescribir como:

$$\begin{aligned}
\Delta P_K &= P_{prK} - P_{calcK}(V, \delta) = 0 \\
\Delta Q_K &= Q_{prK} - Q_{calcK}(V, \delta) = 0
\end{aligned} \tag{4,8}$$

Donde ΔP y ΔQ corresponden a los errores de potencia activa y reactiva respectivamente. Tomando el grupo de $(2*N_{PQ}+N_{PV})$ ecuaciones de la forma (4,8) y teniendo como vector de incógnitas los valores de V y δ en cada barra, se procede a representar (4,8) de manera vectorial después de ser comparado con las ecuaciones presentadas en (4,1), (4,2), y (4,3), y adaptado a la forma necesaria para resolverlo mediante el algoritmo básico de Newton Raphson, que por conveniencia se cita nuevamente:

$$\Delta x = -[J(x^{(v)})]^{-1} \cdot g(x^{(v)}) \tag{4,9}$$

De esta ecuación se observa, entonces, que $g(x)$ corresponde a las ecuaciones de balance de potencia propuestas en (4,8), Δx correspondería a los errores de las variables de estado del sistema, y el jacobiano estaría dado por las derivadas parciales del grupo de ecuaciones (4,8) respecto a cada una de las variables de estado. Así se tendría:

$$g(x) = \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix}_{(2*N_{PQ}+N_{PV}) \times 1}; \Delta x = \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta V \end{bmatrix}_{(2*N_{PQ}+N_{PV}) \times 1}; J = \begin{bmatrix} \frac{\partial}{\partial \delta} \Delta P & \frac{\partial}{\partial V} \Delta P \\ \frac{\partial}{\partial \delta} \Delta Q & \frac{\partial}{\partial V} \Delta Q \end{bmatrix}_{(2*N_{PQ}+N_{PV}) \times (2*N_{PQ}+N_{PV})} \tag{4,10}$$

De la ecuación (4,10) se observa la necesidad de derivar las expresiones dadas en (4,8) respecto a cada una de las variables de estado del sistema. Teniendo en cuenta que los valores de las potencias programadas son constantes, las derivadas parciales de las potencias estarían dadas por:

$$\begin{aligned}
\frac{\partial(\Delta P)}{\partial \delta} &= \frac{\partial(P_{prK} - P_{calcK}(V, \delta))}{\partial \delta} = -\frac{\partial(P_{calcK}(V, \delta))}{\partial \delta} \\
\frac{\partial(\Delta P)}{\partial V} &= \frac{\partial(P_{prK} - P_{calcK}(V, \delta))}{\partial V} = -\frac{\partial(P_{calcK}(V, \delta))}{\partial V} \\
\frac{\partial(\Delta Q)}{\partial \delta} &= \frac{\partial(Q_{prK} - Q_{calcK}(V, \delta))}{\partial \delta} = -\frac{\partial(Q_{calcK}(V, \delta))}{\partial \delta} \\
\frac{\partial(\Delta Q)}{\partial V} &= \frac{\partial(Q_{prK} - Q_{calcK}(V, \delta))}{\partial V} = -\frac{\partial(Q_{calcK}(V, \delta))}{\partial V}
\end{aligned} \tag{4,11}$$

Es importante notar en el grupo de ecuaciones (4,11) que cada una de las derivadas parciales está precedida de un signo negativo que suprime el signo negativo del inverso del jacobiano de la ecuación (4,9), cuando el sistema a resolver mediante esta ecuación es un flujo de carga. Teniendo en cuenta este aspecto y ordenando las matrices dadas en (4,10) según la ecuación matricial indicada en (4,9), e indicando el orden de la iteración con el superíndice v , se obtiene la expresión fundamental para resolver un flujo de potencia mediante el algoritmo de Newton Raphson:

$$\begin{bmatrix} \Delta \delta^v \\ \Delta V^v \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial(P_{calcK}(V, \delta))^{(v)}}{\partial \delta} & \frac{\partial(P_{calcK}(V, \delta))^{(v)}}{\partial V} \\ \frac{\partial(Q_{calcK}(V, \delta))^{(v)}}{\partial \delta} & \frac{\partial(Q_{calcK}(V, \delta))^{(v)}}{\partial V} \end{bmatrix}^{-1} \cdot \begin{bmatrix} \Delta P^v \\ \Delta Q^v \end{bmatrix} \tag{4,12}$$

La solución de este sistema se realiza mediante un proceso iterativo similar al indicado en el numeral 4.1 de este capítulo. Es común que el cálculo de las derivadas parciales de las ecuaciones de potencia nodal se generalice encontrando expresiones para cada uno de los cuatro elementos del jacobiano de un sistema de potencia a ser resuelto mediante esta técnica. Las expresiones que conforman el jacobiano suelen representarse en gran parte de la literatura [1], [2], como las submatrices H, N, M y L, como se indica en las siguientes ecuaciones:

$$J = \begin{bmatrix} H & N \\ M & L \end{bmatrix}; \quad \begin{aligned} H &= \frac{\partial(P_{calcK}(V, \delta))}{\partial \delta} & N &= \frac{\partial(P_{calcK}(V, \delta))}{\partial V} \\ M &= \frac{\partial(Q_{calcK}(V, \delta))}{\partial \delta} & L &= \frac{\partial(Q_{calcK}(V, \delta))}{\partial V} \end{aligned} \tag{4,13}$$

4.3 SOLUCIÓN DEL FLUJO DE CARGA INCLUYENDO DISPOSITIVOS FACTS

El flujo de potencia en un nodo k en el que se ha incluido un dispositivo FACTS debe considerar el flujo a través del dispositivo, lo que modifica las ecuaciones clásicas para las potencias real y reactiva totales, P_k y Q_k , (dadas en (4,5)), que entran a la red a través de la barra k . Esta condición se indica en la figura 4.2:

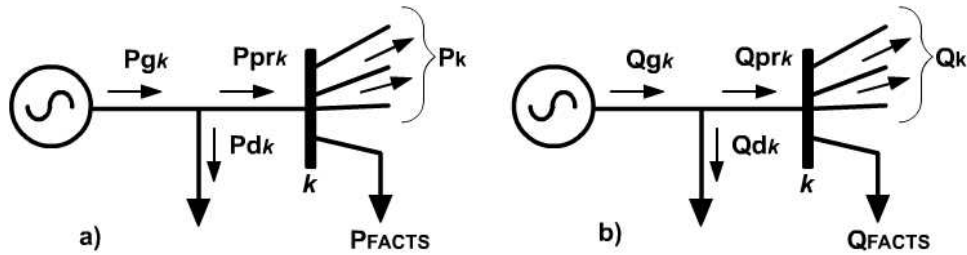


Figura 4.2 Flujos de potencia en una barra con dispositivos FACTS.
a) Flujo de potencia activa b) Flujo de potencia reactiva

Como se indica en las figuras 4.2a y 4.2b, la corriente total que se inyecta a la red en este tipo de nodo (con dispositivo FACTS), se ve definida no solo por las líneas conectadas al nodo, y por tanto por los términos de los elementos Y_{kn} de la matriz Y_{barra} del sistema, sino además por los parámetros del dispositivo FACTS. Con esta consideración tendríamos la expresión para la corriente inyectada a la red en el nodo k :

$$I_K = Y_{K1}V_1 + Y_{K2}V_2 + \dots + Y_{KN}V_N + I_{facts} = \sum_{n=1}^N Y_{Kn}V_n + I_{facts} \quad (4,14)$$

Entonces, el complejo conjugado de la potencia que se inyecta a la barra k es:

$$\begin{aligned} P_K - jQ_K &= V_K^* \left(\sum_{n=1}^N Y_{Kn}V_n + I_{facts} \right) = V_K^* \sum_{n=1}^N Y_{Kn}V_n + V_K^* I_{facts} \\ &= \left(|V_K| \angle -\delta_K \right)^* \left(\sum_{n=1}^N Y_{Kn}V_n \right) + MVA^*_{facts} \\ P_K - jQ_K &= \sum_{m=1}^N V_k V_m (G_{km} \cos(\delta_k - \delta_m) + B_{km} \sin(\delta_k - \delta_m)) \\ &\quad - j \sum_{m=1}^N V_k V_m (G_{km} \sin(\delta_k - \delta_m) - B_{km} \cos(\delta_k - \delta_m)) \\ &\quad + MVA^*_{facts} \end{aligned} \quad (4,15)$$

Así, observamos en (4,15) que, a las expresiones matemáticas para la potencia activa y para la potencia reactiva, dadas en (4,5), cuando se trata de nodos en los que se incluye un dispositivo FACTS les surge un nuevo componente que es función de las variables de estado del FACTS. Esta expresión dependerá del tipo de dispositivo FACTS insertado al sistema y en este trabajo se analizará en términos de las variables de estado del dispositivo UPFC y de las ecuaciones obtenidas para el mismo en el capítulo 3.

Si las expresiones para P y Q de los nodos en los que se insertan dispositivos FACTS cambian, se modifica también el flujo de potencia en la medida en que surgen nuevas variables de estado: las variables de estado del dispositivo FACTS. El aumento de variables de estado exige también el aumento del número de ecuaciones que definen el sistema para que este tenga solución y hará necesaria la modificación del jacobiano del sistema. Según el modelo del dispositivo FACTS y de su forma de inclusión dentro de las ecuaciones del flujo de potencia, las modificaciones en el flujo de carga podrán exigir, o no, la modificación de la matriz Ybarra del sistema.

4.3.1 SOLUCIÓN DEL SISTEMA DE ECUACIONES CON NEWTON RAPHSON

Para la incorporación del dispositivo UPFC en estudios de flujo de carga, es necesario tener en cuenta los siguientes aspectos fundamentales [3]:

1. Formulación de las ecuaciones

El planteamiento de las ecuaciones para el flujo de carga con el modelo del dispositivo UPFC se basó en dos aspectos cruciales que involucran las características de operación básicas, control y límites de los dispositivos:

1. Elección de las variables de estado (Magnitudes y ángulos de las tensiones de barra, las del flujo de potencia convencional más la barra adicional supuesta por la inclusión del dispositivo).
2. Elección de las variables de control especificadas (inyecciones de potencia real y reactiva, en paralelo en un flujo de carga convencional, y los valores de potencia a fijar en la línea según el modo de operación para el cual está pensado el modelo a incluir).

2. *Métodos de solución.*

a. Método simultáneo o unificado.

En este método todas las ecuaciones son combinadas dentro de un grupo de ecuaciones algebraicas no lineales. Una matriz jacobiana es luego construida y el método de NR es usado para resolver esas ecuaciones. Este puede ser el método más complejo a la hora de implementarlo en un software para flujos de carga dado que la incorporación del dispositivo FACTS requiere modificaciones significativas en los programas de flujo de carga existentes.

b. Método secuencial o alternante.

En este método las ecuaciones son separadas en dos grupos: el correspondiente a las especificaciones del dispositivo FACTS y el correspondiente al resto de ecuaciones de balance de potencia. Las ecuaciones son resueltas separadamente y secuencialmente. Este método permite una relativamente menor modificación del software existente. La formulación de flujo de carga convencional en este método es conservada como una subparte del algoritmo principal.

Este trabajo adopta el método secuencial o alternante utilizando variables de estado duales (magnitud y ángulo de voltajes), y variables de control dual (potencia activa y reactiva serie inyectada).

4.4 INCLUSIÓN DE MODELO UPFC CON IMPEDANCIAS EN UN FLUJO DE POTENCIA.

El modelo con impedancias del UPFC, definido en el capítulo anterior, está diseñado para operar bajo un modo de control completo que combina el control automático de tensión con el control automático de flujo de potencia, modos que fueron definidos también en el capítulo anterior y que suponen que el control vectorial del UPFC manipula el vector de voltaje que el dispositivo inyecta en serie con la línea de transmisión en la que se inserta, para mantener valores deseados de P y Q independiente de los cambios que ocurran en el sistema. Por otro lado, este modo de control completo supone que la corriente reactiva de la rama shunt del dispositivo es automáticamente regulada para mantener la tensión del punto de conexión en torno a un valor de referencia. En este caso, la línea de transmisión que contiene al UPFC aparece para el resto del sistema de potencia como una fuente de poder de alta impedancia. El modo de operación para el que ha sido planteado este modelo define los aspectos referentes a la inclusión del dispositivo en el flujo de potencia.

4.4.1 CONSIDERACIONES DE LA INCLUSIÓN DEL MODELO EN EL SEP

En este modelo de sistema, se considera el dispositivo UPFC como una rama separada de la red. Esta rama, aunque no debe ser tomada en cuenta en la matriz de admitancia de la red, sí modifica de manera breve a la misma dado que provoca la aparición de un nuevo nodo que corresponde a la barra de acople definida en el capítulo anterior.

La rama dada por el dispositivo UPFC según esta propuesta no exige modificaciones complejas al software para flujo de potencia, aunque sí exige un código adicional para la inclusión de la rama del UPFC, y su comportamiento está definido por las expresiones encontradas para el modelo obtenido en el numeral 3.4.2 del capítulo anterior, y el nuevo sistema será como se muestra en la figura 4.3.

El jacobiano del sistema se transforma de manera simple dado que se deshace la conexión entre la barra de origen (“sending”) y la barra destino (“receiving”). Esta modificación, como se verá, es fácil de implementar en cualquier software para flujos de potencia.

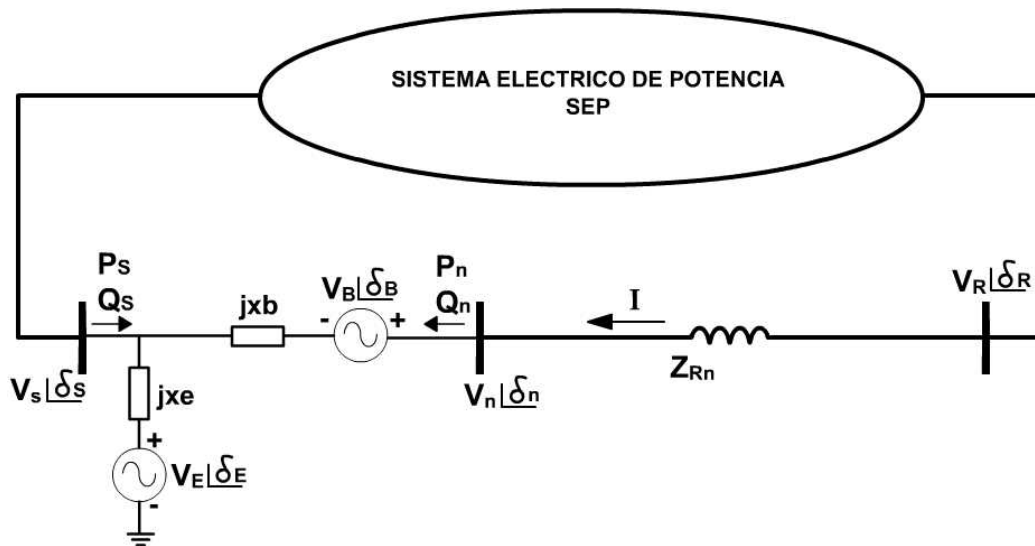


Figura 4.3 Inclusión de un modelo UPFC con impedancias en un SEP

En este modelo se tienen en cuenta las siguientes consideraciones:

1. Para efectos de simulación, surge una nueva barra en el sistema, barra n . Esta, a quien hemos llamado barra de acople, será considerada en el flujo como barra PQ, ya que en ella se desconocen los valores de magnitud y ángulo de la tensión, y se conoce el flujo neto de activa y reactiva.

2. La unión entre las barras de origen y de destino, a través de una línea de transmisión, desaparece, y aparece la unión entre la barra de acople y la destino a través de la línea de transmisión que había entre barras origen y destino.
3. La barra de origen se considera como una barra PV, cuya inyección de potencia activa está definida por la potencia que se quiere fijar en con la inclusión del UPFC. La tensión de esta barra, la define el valor de la tensión a fijar por el efecto de la inclusión del UPFC.
4. La inclusión de este modelo en el flujo de potencia se realiza imponiendo a la red el efecto deseado en el flujo. De aquí surgen los parámetros de entrada necesarios para resolver el sistema no lineal dado por las ecuaciones del UPFC.
5. Según el modelo obtenido en el numeral 3.4.2 del capítulo anterior, el dispositivo UPFC adiciona cuatro variables de estado al sistema: V_e , V_b , δ_e , δ_b , y por tanto deben ser incluidas 4 ecuaciones más, dadas por el modelo del dispositivo, al grupo de ecuaciones definido en (4,8) para un flujo de potencia sin FACTS mediante Newton Raphson.
6. Las cuatro ecuaciones que adiciona el UPFC al sistema se obtienen a partir de considerar el dispositivo como una rama aislada del sistema de potencia, y resultan de considerar las ecuaciones de flujo de potencia activa y reactiva en los nodos del dispositivo.
7. El sistema se resuelve en dos etapas: primero un flujo de potencia imponiendo el efecto deseado del UPFC en la red, segundo se utilizan las condiciones de tensiones en barras, dadas bajo este flujo inicial, como datos de entrada para encontrar los parámetros del dispositivo UPFC.

4.4.2 FLUJO DE POTENCIA INCLUYENDO EL EFECTO ESPERADO DEL UPFC EN LA RED

Como se mencionó en las consideraciones del numeral anterior, la inclusión del modelo del dispositivo UPFC con impedancias para el modo de control completo en un flujo de carga, debe ser realizada en dos etapas. La primera es considerar el impacto del dispositivo en la red fijando estas condiciones y corriendo un flujo de carga. Para ello se considera el sistema como se indica en la figura 4:

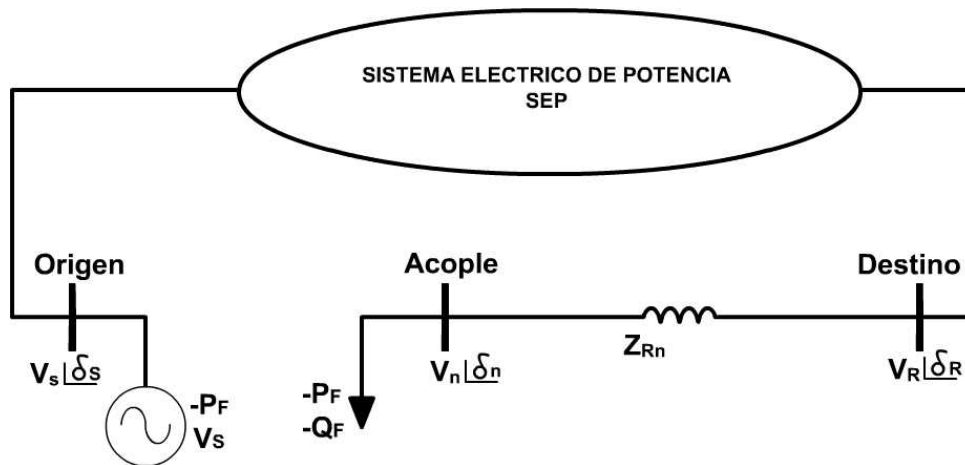


Figura 4.4 Simulación de impacto sobre un SEP de dispositivo UPFC en modo de operación completo

Imponer las condiciones específicas deseadas en el SEP exige, como se mencionó, deshacer la unión entre las barras origen y destino, crear la barra de acople, considerar la barra de origen como un nodo PV y la barra de acople como un nodo PQ. P_f y Q_f son los valores de potencia activa y reactiva que se quieren fijar en la línea, y V_s es la tensión que se quiere imponer en la barra de origen. En la barra de origen se simula el efecto del UPFC con la potencia del generador como el valor que se quiere absorber (lo que da el signo a la potencia), desde la red hacia el UPFC. En la barra de acople se fijan como carga los valores que se quieren imponer (lo que da el signo a las potencias), en la línea entre las barras de acople y destino.

Una vez realizadas estas modificaciones se corre un flujo de carga normal, obteniendo valores para las tensiones y sus respectivos ángulos, y los flujos de potencia activa y reactiva en todas las barras del sistema, incluidas las barras de origen y de acople. Estos son los parámetros de entrada necesarios para la solución del sistema de ecuaciones dado por el dispositivo UPFC.

4.4.3 SOLUCIÓN DEL SISTEMA DE ECUACIONES DEL UPFC

Entendiendo el UPFC como una rama fuera de la red de potencia y después de conocer las tensiones y flujos de potencia en la red por el efecto de la inclusión del dispositivo, se considera el esquema circuital mostrado en la figura 5.

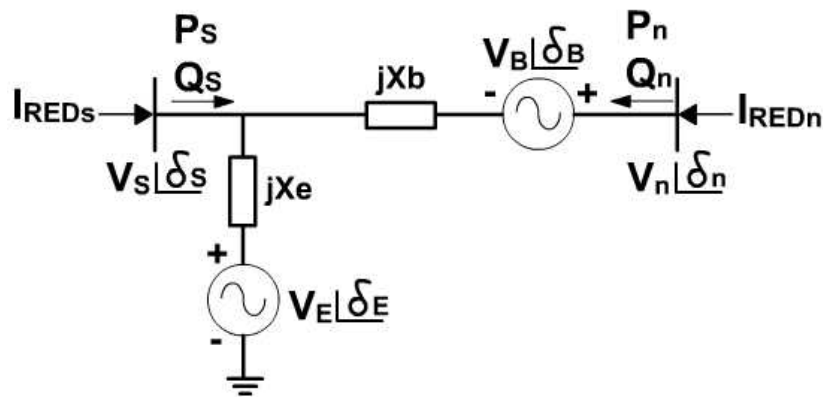


Figura 4.5 Modelo UPFC como rama aislada de la red de potencia.

Bajo este esquema y dadas las consideraciones hechas en el numeral anterior, se plantean como ecuaciones del sistema los balances de potencia activa y reactiva en las barras s y n del circuito de la figura 5:

$$\begin{aligned}
 \Delta P_s = 0 &= -P_F + P_s \\
 \Delta Q_s = 0 &= -Q_{Sis} + Q_s \\
 \Delta P_n = 0 &= P_F + P_n \\
 \Delta Q_n = 0 &= Q_F + Q_n
 \end{aligned}
 \tag{4,16}$$

Este grupo de ecuaciones se plantea para ser resuelto mediante la técnica de Newton Raphson y las variables indicadas en ellos corresponden a:

P_f = potencia activa a fijar entre las barras acople y destino

Q_f = potencia reactiva a fijar entre las barras acople y destino

Q_{sis} = Potencia reactiva inyectada desde el sistema hacia el UPFC a través de la barra s . Es un parámetro de entrada obtenido del flujo de carga indicado en el numeral 4.4.2

P_s , Q_s , P_n , Q_n son las expresiones para la potencia activa y reactiva entregadas por el sistema al UPFC en las barras s y n respectivamente. Estas expresiones fueron obtenidas en el numeral (3,52) y (3,57) del capítulo anterior.

Reemplazando las expresiones para la potencia activa y reactiva en las barras s y n , obtenidas en (3,52) y (3,57), tenemos un sistema de ecuaciones a ser resuelto con Newton Raphson:

$$\Delta P_s = -P_F + \frac{V_s V_E}{X_E} \text{Sin}(\delta_s - \delta_E) - \frac{V_s V_B}{X_B} \text{Sin}(\delta_s - \delta_B) + \frac{V_s V_n}{X_B} \text{Sin}(\delta_s - \delta_n) \quad (4,17)$$

$$\Delta Q_s = -Q_{sis} + V_s^2 \left(\frac{X_E + X_B}{X_E \cdot X_B} \right) - \frac{V_s V_n}{X_B} \text{Cos}(\delta_s - \delta_n) + \frac{V_s V_B}{X_B} \text{Cos}(\delta_s - \delta_B) - \frac{V_s V_E}{X_E} \text{Cos}(\delta_s - \delta_E) \quad (4,18)$$

$$\Delta P_n = P_F + \frac{V_n V_s}{X_B} \text{Sin}(\delta_n - \delta_s) + \frac{V_n V_B}{X_B} \text{Sin}(\delta_n - \delta_B) \quad (4,19)$$

$$\Delta Q_n = Q_F + \frac{V_n^2}{X_B} - \frac{V_n V_s}{X_B} \text{Cos}(\delta_n - \delta_s) - \frac{V_n V_B}{X_B} \text{Cos}(\delta_n - \delta_B) \quad (4,20)$$

Ordenando de manera adecuada las ecuaciones (4,17) a (4,20) para ser incluidas en un algoritmo de Newton Raphson tenemos:

$$\begin{bmatrix} \Delta \delta_E \\ \Delta \delta_B \\ \Delta V_B \\ \Delta V_E \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} \frac{\partial \Delta P_s}{\partial \delta_E} & \frac{\partial \Delta P_s}{\partial \delta_B} & \frac{\partial \Delta P_s}{\partial V_B} & \frac{\partial \Delta P_s}{\partial V_E} \\ \frac{\partial \Delta P_n}{\partial \delta_E} & \frac{\partial \Delta P_n}{\partial \delta_B} & \frac{\partial \Delta P_n}{\partial V_B} & \frac{\partial \Delta P_n}{\partial V_E} \\ \frac{\partial \Delta Q_n}{\partial \delta_E} & \frac{\partial \Delta Q_n}{\partial \delta_B} & \frac{\partial \Delta Q_n}{\partial V_B} & \frac{\partial \Delta Q_n}{\partial V_E} \\ \frac{\partial \Delta Q_s}{\partial \delta_E} & \frac{\partial \Delta Q_s}{\partial \delta_B} & \frac{\partial \Delta Q_s}{\partial V_B} & \frac{\partial \Delta Q_s}{\partial V_E} \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} \Delta P_s \\ \Delta P_n \\ \Delta Q_n \\ \Delta Q_s \end{bmatrix} \quad (4,21)$$

Las expresiones para cada una de las derivadas que conforman la matriz jacobiana del sistema presentado en (4,21) se obtienen de derivar parcialmente las expresiones presentadas de (4,17) a (4,20) y son:

1. Derivadas para el balance de potencia activa en la barra s

$$\begin{aligned} \frac{\partial \Delta P_s}{\partial \delta_E} &= -\frac{V_s V_E}{X_E} \text{Cos}(\delta_s - \delta_E) \\ \frac{\partial \Delta P_s}{\partial \delta_B} &= \frac{V_s V_B}{X_B} \text{Cos}(\delta_s - \delta_B) \\ \frac{\partial \Delta P_s}{\partial V_B} &= -\frac{V_s}{X_B} \text{Sin}(\delta_s - \delta_B) \\ \frac{\partial \Delta P_s}{\partial V_E} &= \frac{V_s}{X_E} \text{Sin}(\delta_s - \delta_E) \end{aligned} \quad (4,22)$$

2. Derivadas para el balance de potencia activa en la barra n

$$\begin{aligned}
 \frac{\partial \Delta P_n}{\partial \delta_E} &= 0 \\
 \frac{\partial \Delta P_n}{\partial \delta_B} &= -\frac{V_n V_B}{X_B} \text{Cos}(\delta_n - \delta_B) \\
 \frac{\partial \Delta P_n}{\partial V_B} &= \frac{V_n}{X_B} \text{Sin}(\delta_n - \delta_B) \\
 \frac{\partial \Delta P_n}{\partial V_E} &= 0
 \end{aligned} \tag{4,23}$$

3. Derivadas para el balance de potencia reactiva en la barra n

$$\begin{aligned}
 \frac{\partial \Delta Q_n}{\partial \delta_E} &= 0 \\
 \frac{\partial \Delta Q_n}{\partial \delta_B} &= -\frac{V_n V_B}{X_B} \text{Sin}(\delta_n - \delta_B) \\
 \frac{\partial \Delta Q_n}{\partial V_B} &= -\frac{V_n}{X_B} \text{Cos}(\delta_n - \delta_B) \\
 \frac{\partial \Delta Q_n}{\partial V_E} &= 0
 \end{aligned} \tag{4,24}$$

4. Derivadas para el balance de potencia reactiva en la barra s

$$\begin{aligned}
 \frac{\partial \Delta Q_s}{\partial \delta_E} &= -\frac{V_s V_E}{X_E} \text{Sin}(\delta_s - \delta_E) \\
 \frac{\partial \Delta Q_s}{\partial \delta_B} &= \frac{V_s V_B}{X_B} \text{Sin}(\delta_s - \delta_B) \\
 \frac{\partial \Delta Q_s}{\partial V_B} &= \frac{V_s}{X_B} \text{Cos}(\delta_s - \delta_B) \\
 \frac{\partial \Delta Q_s}{\partial V_E} &= -\frac{V_s}{X_E} \text{Cos}(\delta_s - \delta_E)
 \end{aligned} \tag{4,25}$$

Para resolver el sistema mostrado en (4,21) se hace necesario tener unos valores iniciales para las variables de estado del dispositivo UPFC, que sean adecuados para una convergencia óptima del método de solución a utilizar.

El amplio uso de modelos UPFC representados por fuentes de voltaje shunt, indican que los elementos tales como el STATCOM y la rama de excitación del UPFC pueden ser inicializados adecuadamente mediante la consideración de

una magnitud de 1 p.u. y 0 grados de ángulo de fase [4]. Así, para la fuente de voltaje de la rama shunt, los valores de magnitud y ángulo son:

$$\begin{aligned} V_E^0 &= 1 p.u. \\ \delta_E^0 &= 0^\circ \end{aligned} \quad (4,26)$$

El superíndice 0 indica que se trata de los valores de inicialización en el proceso iterativo.

Respecto a los valores de inicialización adecuados para la fuente de voltaje serie correspondiente a la rama de acople del modelo del dispositivo UPFC, se hace la consideración típica para la inicialización de magnitudes y ángulos de tensiones en barras en los valores de 1 p.u. y 0 grados respectivamente. Así, si se observan las ecuaciones (4,19) y (4,20) y en ellas se hace efectivo que para la inicialización: $V_s = 1 \angle 0^\circ p.u.$ y $V_n = 1 \angle 0^\circ p.u.$, podemos llegar a las siguientes expresiones:

$$\Delta P_n = 0 = P_F - \frac{V_B}{X_B} \sin(\delta_B) \quad (4,27)$$

$$\Delta Q_n = 0 = Q_F - \frac{V_B}{X_B} \cos(\delta_B) \quad (4,28)$$

Sumando el cuadrado de las dos ecuaciones podemos obtener una expresión para V_B , y realizando un simple despeje obtenemos una expresión para δ_B :

$$\begin{aligned} V_B^0 &= X_B \left(\sqrt{P_F^2 + Q_F^2} \right) \\ \delta_B^0 &= \tan^{-1} \left(\frac{P_F}{Q_F} \right) \end{aligned} \quad (4,29)$$

Los valores presentados en (4,26) y las expresiones dadas en (4,29), son los valores adecuados para inicializar las variables de estado del modelo del dispositivo UPFC, y permiten llegar a soluciones robustas del sistema con una convergencia adecuada del método de newton Raphson para el sistema mostrado en (4,21).

4.5 SOFTWARE DE FLUJO DE POTENCIA CON DISPOSITIVOS UPFC EN MODO DE OPERACIÓN COMPLETO

Como se mencionó en el numeral 4.3, este trabajo después de realizar diversas pruebas, adopta el método secuencial o alternante ya que permite una relativamente menor modificación de cualquier software existente para flujos de carga, y hace muy versátil su inclusión en paquetes de software que no incluyan esta funcionalidad.

En este método las ecuaciones son separadas en dos grupos: el correspondiente a las ecuaciones de balance de potencia del sistema y el correspondiente a las especificaciones del dispositivo FACTS. Los dos grupos de ecuaciones son resueltos separadamente y la salida de la primera parte del sistema entrega datos de entrada a la solución del subsistema dado por las ecuaciones del dispositivo UPFC insertas en un SEP. La formulación del flujo de carga convencional en este método es conservada como una subparte del algoritmo principal que se muestra en la figura 4.6:

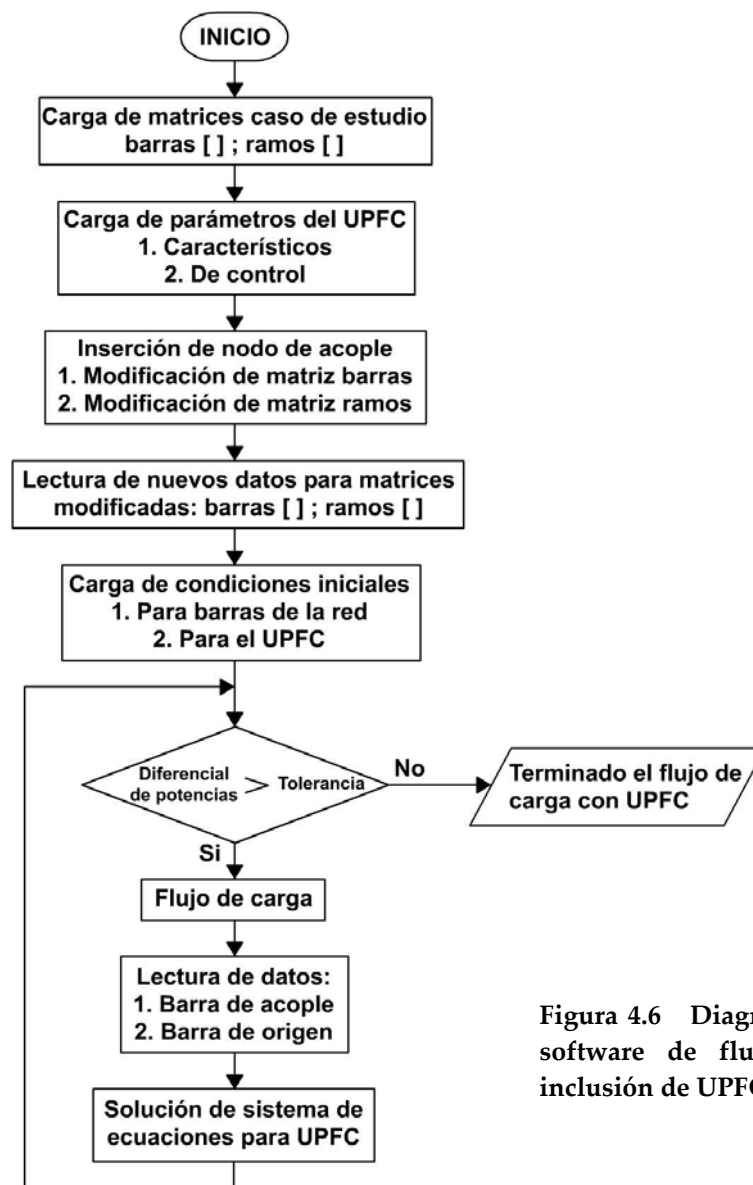


Figura 4.6 Diagrama de flujo para software de flujo de carga con inclusión de UPFC

El código en Matlab donde se desarrolla el algoritmo presentado en el diagrama de flujo de la figura 4.6, se presenta a continuación sin incluir el software de flujo de potencia utilizado como base para la solución del flujo de carga y obtenido de la referencia [5].

```
function [Voltajes,Perdidas,Flujos,Qgen]=PF_impedancias(barras,ramos)

clear all
clc

% LECTURA DE NÚMERO DE BARRAS Y NÚMERO DE RAMAS
[nb,c]=size(barras)
[nr,c]=size(ramos)
nbinicial=nb %se guarda como dato el número inicial de barras
nrinicial=nr %se guarda como dato el número inicial de ramos

% CARGA DE LOS PARÁMETROS DEL UPFC
Nupfc=input('cuantos dispositivos UPFC incluirá en la red? ')

for p=1:Nupfc
    def(p)=input('barra de origen? ')
    paraf(p)=input('barra destino? ')
    nodoacople(p)=nb+p
    % Potencias a fijar en la línea en la que se incluye el UPFC
    Pf(p)=input('potencia activa a fijar en la línea? ')
    Qf(p)=input('potencia reactiva a fijar en la línea? ')
    xb(p)=input('Reactancia del transformador serie? ')
    xe(p)=input('Reactancia del transformador shunt? ')
end

% MODIFICACIÓN LAS MATRICES DE BARRAS Y DE RAMAS
for m=1:Nupfc
    barras=[barras;nb+1 0 1 0 0 0 -Pf(m) -Qf(m) 0 0 0]
    [nb,c]=size(barras)
    for n=1:nr
        if ramos(n,1:2)==[def(m),paraf(m)]
            Ubic(m)=n

            if barras(ramos(n,1),2)==2
                barras(ramos(n,1),2)=5
            else if barras(ramos(n,1),2)==0
                barras(ramos(n,1),2)=4
            end
        end

        barras(ramos(n,1),5)=barras(ramos(n,1),5)-Pf(m)
        ramos(n,1)=nb

    else if ramos(n,1:2)==[paraf(m),def(m)]
        Ubic(m)=n

        if barras(ramos(n,2),2)==2
            barras(ramos(n,2),2)=5
        else if barras(ramos(n,2),2)==0
            barras(ramos(n,2),2)=4
        end
    end
end
```

```

        barras(ramos(n,2),5)=barras(ramos(n,2),5)-Pf(m)
        ramos(n,2)=nb
    end
end
end
end

% FLUJO DE CARGA USANDO NEWTON-RAPHSON.
% No se presenta el código ya que no es de autoría de este trabajo

% CÁLCULO DE VARIABLES PARA EL UPFC

% LECTURA DE DATOS DEL FLUJO ANTERIOR PARA ENTRADAS EN SISTEMA upfc

for d = 1:Nupfc
    s=def(d)
    n=nodoacople(d)
    r=paraf(d)

    Vs=Voltajes(s)
    angs=ang(s)
    Vn=Voltajes(n)
    angn=ang(n)

    Qsis=barras(s,8)

end

for m=1:Nupfc
    for n=1:nr

        if ramos(n,2)==def(m) %& ramos(n,1:2)~=[paraf(m),def(m)]
            Qsis=Qsis+qmkn(n)

        else if ramos(n,1)==def(m) %& ramos(n,1:2)~=[def(m),paraf(m)]
            Qsis=Qsis+qkm(n)

        end

    end
end

end

Gnn=0, Gss=0
Bss=-((1/xs)+(1/xb))
Bnn=-(1/xb)

%INICIALIZACIÓN DE LAS VARIABLES DEL UPFC

ve=1, ange=0
for p=1:Nupfc
    vb=xb*(sqrt((Pf(p)).^2+(Qf(p)).^2))
    angb=atan(Pf(p)/Qf(p))
end

```

```
%USO NEWTON RAPHSON PARA ENCONTRAR LOS VALORES DE LAS VARIABLES DEL
UPFC
```

```
Xfacts=[ange;angb;vb;ve]
iter = 0;%
maxDP = 10^5;%
maxDQ = 10^5;
tol=0.0001, itmax=25
Vemax=1.1, Vemin=0.9
Vbmax=0.2, Vbmin=0.001
```

```
while abs(maxDP) > tol
```

```
%CÁLCULO DE LOS DELTAS DE POTENCIA PARA BARRAS TERMINALES DEL upfc
DPs=-Pf+(Vs^2)*Gss+(Vs*ve/xs)*sin(angs-ange)-
    (Vs*vb/xb)*sin(angs-angb)+(Vs*Vn/xb)*sin(angs-angn)
DPn=Pf+(Vn^2)*Gnn+(Vn*Vs/xb)*sin(angn-
    angs)+(Vn*vb/xb)*sin(angn-angb)
DQn=Qf+(Vn^2)*(1/xb)-(Vn*Vs/xb)*cos(angn-angs)-
    (Vn*vb/xb)*cos(angn-angb)
DQs=Qsis+((Vs^2)*((xs+xb)/(xb*xs)))-(Vs*ve/xs)*cos(angs-
    ange)+(Vs*vb/xb)*cos(angs-angb)-(Vs*Vn/xb)*cos(angs-angn)
```

```
% CÁLCULO DEL JACOBIANO DEL SUBSISTEMA UPFC
```

```
JF1=[-(Vs*ve/xs)*cos(angs-ange), (Vs*vb/xb)*cos(angs-angb), -
    (Vs/xb)*sin(angs-angb), (Vs/xs)*sin(angs-ange)]
JF2=[0, -(Vn*vb/xb)*cos(angn-angb), (Vn/xb)*sin(angn-angb), 0]
JF3=[0, -(Vn*vb/xb)*sin(angn-angb), -(Vn/xb)*cos(angn-angb), 0]
JF4=[-(Vs*ve/xs)*sin(angs-ange), (Vs*vb/xb)*sin(angs-
    angb), (Vs/xb)*cos(angs-angb), -(Vs/xs)*cos(angs-ange)]
```

```
Jacobiano=[JF1;JF2;JF3;JF4]
```

```
% DEFINICIÓN DE VECTORES PARA NEWTON RAPHSON
```

```
maxDP=0
DP=[DPs;DPn;DQn;DQs]
maxDP=max(abs(DP))
```

```
jacoinv=inv(Jacobiano)
```

```
DXN=-inv(Jacobiano)*DP
```

```
% ACTUALIZACIÓN DE ESTADOS
```

```
Xfacts=Xfacts+DXN
```

```
ange=Xfacts(1)
angb=Xfacts(2)
vb=Xfacts(3)
ve=Xfacts(4)
```

```
% VERIFICACIÓN DE DIVERGENCIA
```

```
if vb < Vbmin | vb > Vbmax | ve < Vemin | ve > Vemax
```

```
fprintf('\n> Tensiones fuera de los límites -> divergencia.\n')
    fprintf('> Ejecución interrumpida.\n\n')
    return
```

```

end

% INCREMENTAR CONTADOR DE ITERACIONES

iter = iter + 1;

if iter > itmax

fprintf('\n> Número máximo de iteraciones permitido fue excedido.\n')
fprintf('> Ejecución interrumpida.\n\n')

return
end

end % final del While

ange_grados=ange*180/pi
angb_grados=angb*180/pi

```

4.6 CONSIDERACIONES PARA LA INCLUSIÓN DE UN MODELO UPFC EN UN FLUJO DE POTENCIA UTILIZANDO EL MÉTODO SIMULTÁNEO.

En el método simultáneo o unificado para la solución de flujos de potencia con dispositivos UPFC, todas las ecuaciones son combinadas dentro de un grupo de ecuaciones algebraicas no lineales. Esto provocaría modificaciones serias a la matriz jacobiana del SEP por lo que se hace un método complejo a la hora de implementarlo en un software para flujos de carga y el código (la programación), sería muy particular y exclusivo para determinado software de flujo de carga, a diferencia del método propuesto en el numeral anterior que puede ser válido para cualquier software de flujo de carga.

Las consideraciones que definen la metodología de inclusión de un dispositivo FACTS tipo UPFC en un flujo de potencia mediante el método simultáneo son las siguientes:

1. Para efectos de simulación, surge una *nueva* barra en el sistema, barra *n*. Esta, a quien hemos llamado barra de acople, será considerada en el flujo como barra PQ, ya que en ella se desconocen los valores de magnitud y ángulo de la tensión, y se conoce el flujo neto de activa y reactiva.
2. Las ecuaciones del flujo de potencia solo se modifican para las barras del sistema, directamente conectadas al dispositivo, es decir, solo para la barra de origen, barra *s*, y para la barra nueva que surge, la barra de acople, barra *n*.

3. La barra destino, barra r , no afecta su ecuación de flujo de potencia convencional, con la consideración de la barra nueva que surge por la inclusión del UPFC.
4. El modelo obtenido en el numeral 3.4.2 del capítulo anterior, indica que el dispositivo UPFC adiciona cuatro variables de estado al sistema, por lo que deben ser incluidas 4 ecuaciones más, dadas por el modelo del dispositivo, al grupo de ecuaciones definido en (4,8) para un flujo de potencia sin FACTS mediante Newton Raphson, además de las modificaciones que provoca en los balances de potencia para los nodos s y n .
5. La nueva rama que aparentemente surge en el sistema, la rama $s-n$, se considera una rama separada de la red y por lo tanto, no es tenida en cuenta en la matriz de admitancia de la red, por lo que no la modifica.

El método simultáneo entonces tendría una estructura básica que se indica en la figura 4.7:

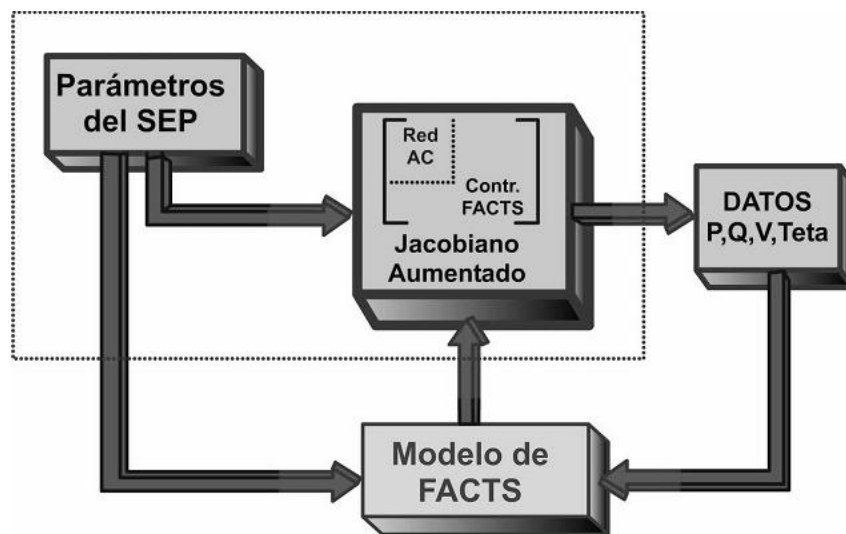


Figura 4.7 Estructura básica de flujo de carga incluyendo UPFC mediante método simultáneo

Esta estructura para solución de flujo de carga incluyendo dispositivos UPFC, evidentemente es más dispendiosa y menos genérica que la planteada en el numeral anterior de este capítulo y, si se implementase, debería tener el algoritmo indicado en la figura 4.8. Sin embargo, después de comparación del modelo desarrollado en el numeral 4.5, en el capítulo siguiente se demostrará que se llegan a resultados muy cercanos a los dados por otros autores que hacen uso de técnicas simultáneas en la utilización de Newton Raphson para estos casos.

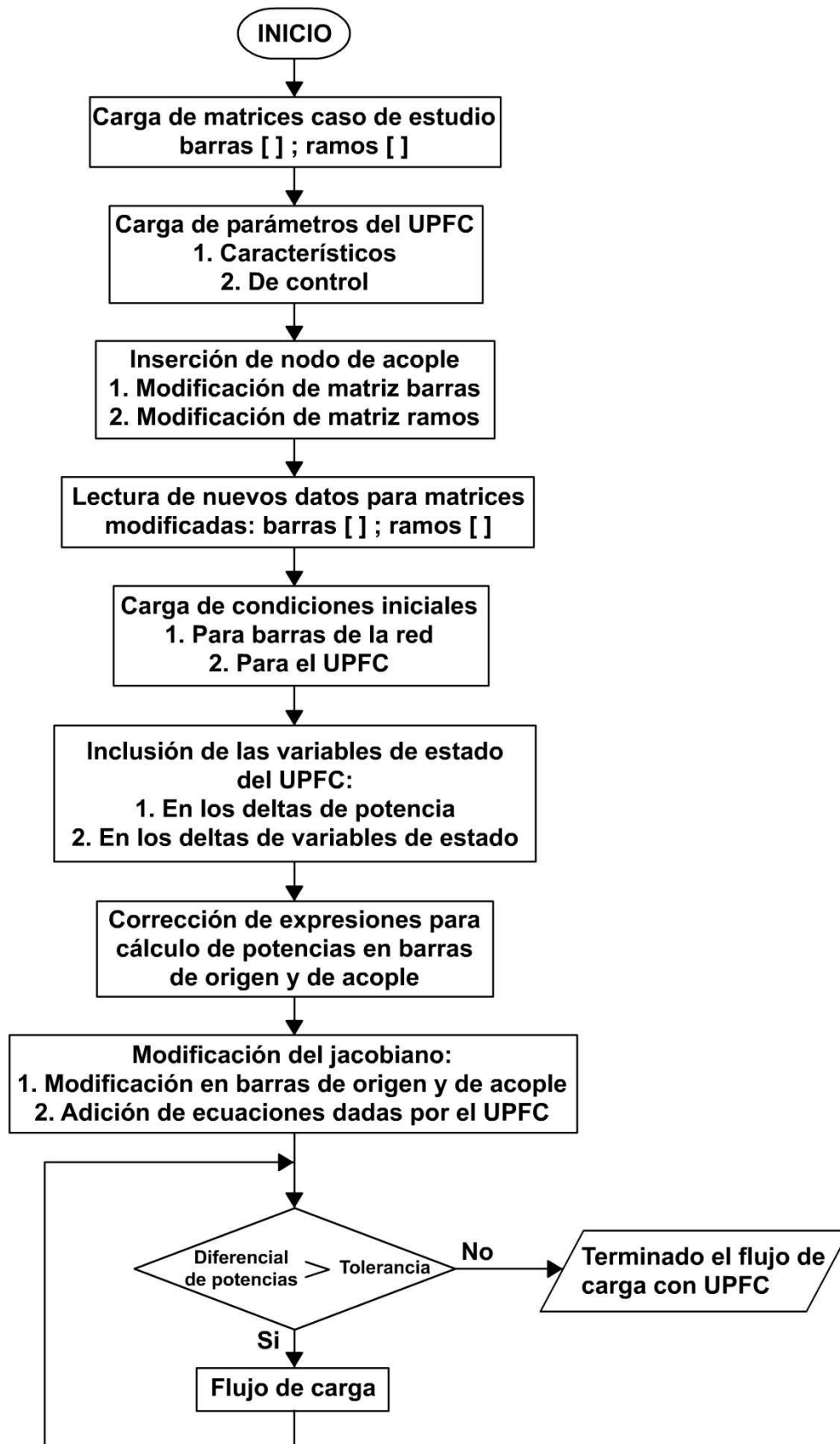


Figura 4.8 Diagrama de flujo para solución de flujo de carga por método simultáneo

REFERENCIAS DEL CAPÍTULO

[1] Castro, Carlos A; Notas de clase del curso Sistemas de Energía Eléctrica, Generación, Transmisión y Distribución de Energía eléctrica. <http://www.dsee.fee.unicamp.br/~ccastro/cursos/et720/Cap2.pdf>

[2] Stevenson, William D.; Grainger, Jhon J.; “Análisis de Sistemas de Potencia”, Mc Graw Hill.

[3] Mhaskar, U.P.; Mote, A.B.; Kulkarni, A.M.; “A new formulation for load flow solution of power systems with series FACTS devices”; IEEE Transactions on Power Systems; Volume 18, Issue 4, Nov. 2003 Page(s):1307 - 1315

[4] Acha E., Fuerte-Esquivel C., Ambriz-Pérez H., Ángeles-Camacho C.; “FACTS Modeling and Simulation in Power Networks”; John Wiley and Sons, ISBN 0-470-85271-2, 2004.

[5] Software de flujo de sistemas de potencia. Gratuito para aplicaciones académicas. <http://www.dsee.fee.unicamp.br/~ccastro/>

CAPÍTULO 5: VALIDACIÓN DE MODELOS

5.1 CASO DE PRUEBA

Una pequeña red presentada en [1] es utilizada para ilustrar la funcionalidad de los modelos desarrollados en capítulos anteriores. Esta red es conocida como la red de Hale modificada ya que originalmente es presentada en [2], pero en [1] es modificada para adicionar dispositivos UPFC y otros FACTS. Como se muestra en la figura 5.1, se trata de una línea de 5 buses que contiene dos generadores y siete líneas de transmisión. Los parámetros de esta red, para ser analizada a través del software basado en Newton Raphson para flujos de potencia [3], que ha sido utilizado como herramienta base en este trabajo, se presentan en las tablas 6.1. y 6.2.

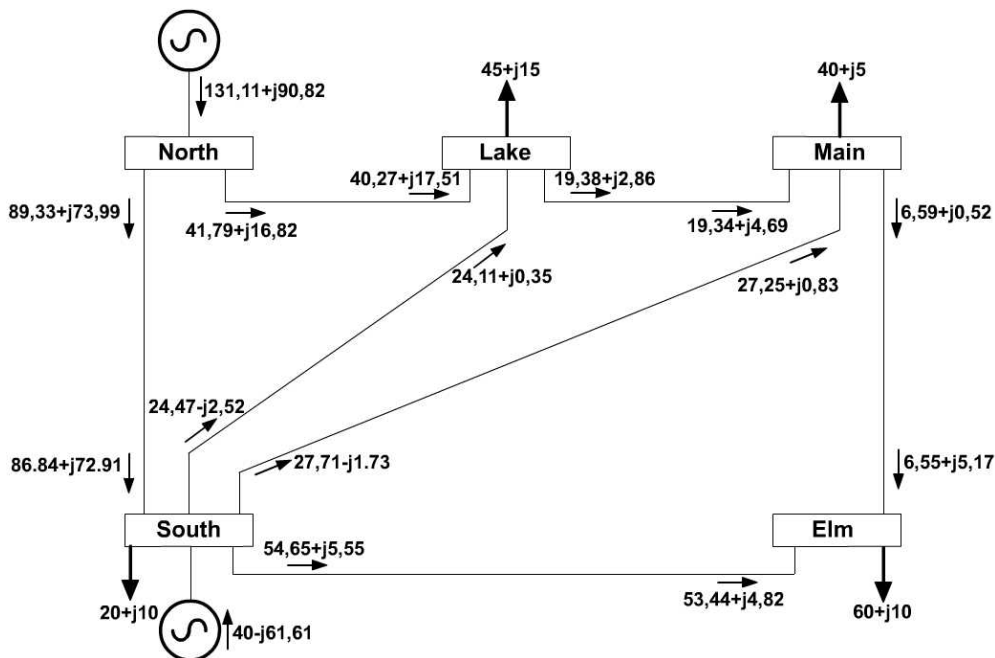


Figura 5.1 Red de prueba de 5 buses

En la tabla 5.3 se indican las magnitudes de los voltajes en p.u y los respectivos ángulos en grados, habiendo corrido el flujo de carga sin inclusión de ningún tipo de dispositivo FACTS, con el software para tal efecto obtenido de [3]. En estos datos se observa que todos los voltajes de barra están dentro de límites aceptables para un flujo de potencia ($100\pm 6\%$). En la figura 5.1 se observa que el mayor flujo de potencia se presenta en la línea de transmisión ubicada entre las barras que unen los dos generadores: 89,33 MW y 73,99 MVar salen de la barra North, y 86,14 MW y 72,91 MVar llegan a la barra South, presentando este enlace las mayores pérdidas de potencia activa, 2,4857 MW, cuando las pérdidas totales del sistema son 6,1214 MVar.

Tabla 5.1 Parámetros característicos de las barras de la red Hale modificada

Barra	Número	Tipo	V (p.u)	Ang	Pg (MW)	Qg (Mvar)	Pload (MW)	Qload (Mvar)	bshk (p.u)	Qmax (Mvar)	Qmin (Mvar)
North	1	3	1.06	0	0	0	0	0	0	5	-5
South	2	2	1	0	40	0	20	10	0	3	-3
Lake	3	0	1	0	0	0	45	15	0	0	0
Main	4	0	1	0	0	0	40	5	0	0	0
Elm	5	0	1	0	0	0	60	10	0	0	0

Tabla 5.2 Parámetros característicos de las ramas de la red Hale modificada

De	Para	r (p.u)	x (p.u)	bshl (p.u)	Tap	fi (grados)	Pkm_max (MW)
1	2	0.02	0.06	0.06	1	0	0
1	3	0.08	0.24	0.05	1	0	0
2	3	0.06	0.18	0.04	1	0	0
2	4	0.06	0.18	0.04	1	0	0
2	5	0.04	0.12	0.03	1	0	0
3	4	0.01	0.03	0.02	1	0	0
4	5	0.08	0.24	0.05	1	0	0

Tabla 5.3 Voltajes nodales de la red de Hale original

	Barras de la red				
Voltaje	North	South	Lake	Main	Elm
Magnitud(p.u)	1.0600	1.0000	0.9873	0.9841	0.9717
Ángulo (grad)	-0.0000	-2.0610	-4.6364	-4.9567	-5.7644

En la figura 6.1, se observa también que las condiciones de operación de este sistema exigen una gran demanda de generación de potencia reactiva, 90,82 MVar, que es suministrada por el generador de la barra slack (barra North). Esta cantidad excede en gran medida a la potencia reactiva exigida por la carga del sistema (40 MVar). El generador ubicado en la barra South absorbe el exceso de potencia reactiva en la red, 61,61 MVar, cantidad que incluye la energía reactiva producida por las líneas de transmisión largas.

Las condiciones de la red Hale, mencionadas en los anteriores párrafos, hacen de este sistema un sistema ideal para incluir un dispositivo UPFC y redireccionar los flujos de potencia para tener una operación más óptima del sistema.

5.2 INCLUSIÓN DE MODELO UPFC EN CASO DE PRUEBA

La red de cinco buses presentada en el numeral anterior es modificada para incluir el modelo UPFC, y la red modificada es mostrada en la figura 5.2. El UPFC es utilizado en el modo de control completo, para mantener flujos de potencia activa y reactiva hacia barra Main, y para regular la magnitud del voltaje en barra Lake.

En [1] se encuentra el resultado completo de flujos, tensiones, generación y pérdidas para un flujo de potencia en la red Hale modificada con el UPFC realizando un control completo. Los parámetros de los transformadores del dispositivo UPFC son tomados de la referencia [1] para tener un patrón de comparación con los resultados de las simulaciones realizadas por este autor. Estos datos son presentados en las tablas 5.4 y 5.5.

Tabla 5.4 Parámetros del UPFC a incluir en la red Hale

Parámetro	Símbolo	Valor (p.u)
Tensión de excitación máxima	V^{\max_E}	1.1
Tensión de acoplamiento máxima	V^{\max_B}	0.6
Admitancia de excitación	Y_e	j10
Admitancia de acoplamiento	Y_b	j10

Tabla 5.5 Parámetros de control del UPFC

Parámetro de control especificado	Símbolo	Valor
Tensión en barra de origen	V_s	1 (p.u)
Flujo de potencia activa en barra de acople	P_{n_espec}	40 (MW)
Flujo de potencia reactiva en barra de acople	Q_{n_espec}	2 (MVar)

Utilizando los parámetros característicos y de control presentados en las tablas 5.4 y 5.5 para el UPFC, se realiza una simulación con el modelo propuesto en este trabajo, y se muestran los resultados obtenidos, junto con los resultados para el mismo caso presentados en [1], y el error relativo asociado en cada caso. Estos resultados son presentados en las tablas 5.7, 5.8, y 5.9.

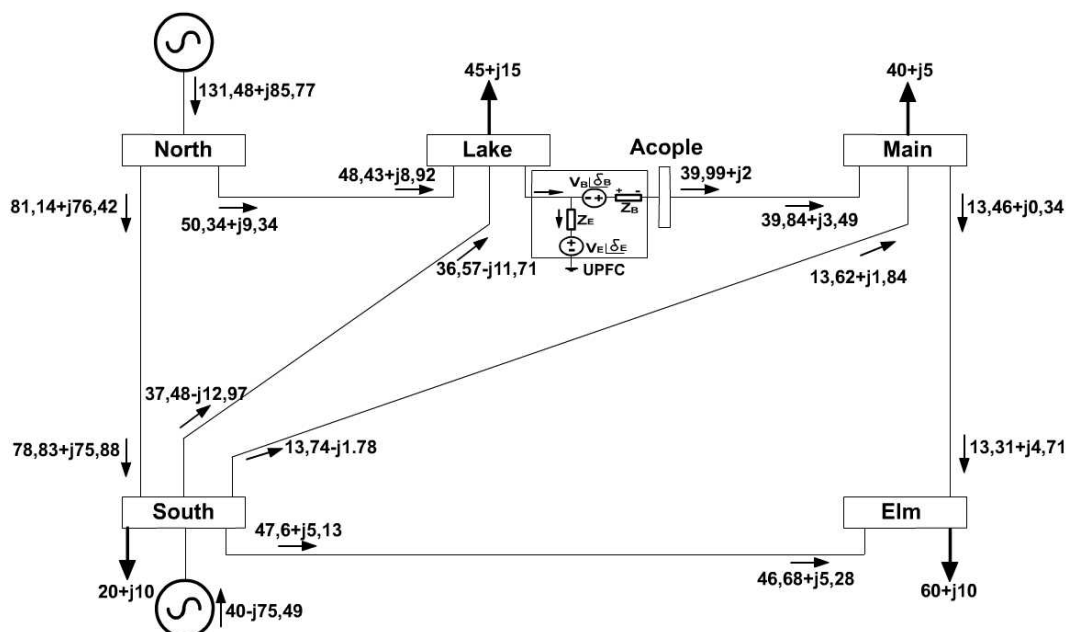


Figura 5.2 Red de prueba de 5 buses con UPFC incluido y resultados del flujo de potencia

Bajo el modelo planteado en el capítulo anterior para la simulación del UPFC en el modo de control completo, es importante tener en cuenta que en [1] se presentan los resultados cuando se usa un modelo UPFC incluido en la red utilizando el método de solución simultáneo mencionado en el capítulo anterior, y que invierte la polaridad para la tensión de la fuente del modelo en la rama serie. Por este motivo, al ángulo del voltaje de la fuente de tensión del modelo en la rama serie del UPFC, presentado en [1], se le suman 180° para poder realizar la comparación con el modelo propuesto en este trabajo, que además de tener una polaridad diferente para la tensión en el voltaje de la rama

serie del UPFC, utiliza un método de solución secuencial para resolver el sistema de ecuaciones del UPFC después de haber desarrollado un proceso iterativo para encontrar las condiciones del sistema de potencia considerando el efecto de la inclusión del dispositivo UPFC.

Tabla 5.6 Flujos de potencia activa en líneas de transmisión

Barra 1	Barra 2	Barra 1 a Barra 2			Barra 2 a Barra 1		
		Modelo	Referencia	Error (%)	Modelo	Referencia	Error (%)
North	South	81.1395	81.14	0,0006162	-78.8343	-78.84	0,007229
North	Lake	50.3399	50.34	0,0001986	-48.4305	-48.43	-0,001032
South	Lake	37.4843	37.48	-0,011472	-36.5690	-36.57	0,002734
South	Main	13.7384	13.74	0,0116448	-13.6251	-13.63	0,035950
South	Elm	47.6097	47.61	0,000630	-46.6854	-46.69	0,009852
Acople	Main	39.9986	40	0,0035	-39.8366	-39.84	0,008534
Main	Elm	13.4621	13.46	-0,015601	-13.3084	-13.31	0,012021

Tabla 5.7 Flujos de potencia reactiva en líneas de transmisión

Barra 1	Barra 2	Barra 1 a Barra 2			Barra 2 a Barra 1		
		Modelo	Referencia	Error	Modelo	Referencia	Error (%)
North	South	76.4248	76.42	-0,00628	-75.8798	-75.87	-0,0129168
North	Lake	9.3434	9.34	-0,03640	-8.9241	-8.92	-0,0459641
South	Lake	-12.9694	-12.97	0,004626	11.7151	11.71	-0,0435525
South	Main	-1.7827	-1.78	-0,15168	-1.8443	-1.85	0,3081081
South	Elm	5.1359	5.14	0,079766	-5.2875	-5.29	0,0472589
Acople	Main	2.0008	2	-0,04	-3.4913	-3.49	-0,0372492
Main	Elm	0.3371	0.34	0,852941	-4.7084	-4.71	0,0339702

Tabla 5.8 Magnitud y ángulo de tensiones de barra

Barra	Magnitud (p.u)			Ángulo (grados)		
	Modelo	Referencia	Error (%)	Modelo	Referencia	Error (%)
North	1.0600	1.06	0	-0.0000	0	0
South	1.0000	1.00	0	-1.7691	-1.77	0,0508474
Lake	1.0000	1.00	0	-6.0160	-6.02	0,0664451
Main	0.9917	0.992	0,0302419	-3.1905	-3.19	-0,0156739
Elm	0.9745	0.975	0,0512820	-4.9737	-4.97	-0,0744466
Acople	0.9965	0.997	0,0501504	-2.5121	-2.51	-0,0836653

Tabla 5.9 Parámetros del dispositivos FACTS

	Modelo	Referencia	Error (%)
Voltaje en transformador serie, Vb (p.u)	0,1013	0,1013	0,0000
Ángulo de Vb, (grados)	87,2700	87,2656	0,0050
Voltaje en transformador shunt, Ve (p.u)	1,0173	1,0173	0,0000
Ángulo de Ve, (grados)	-6,0055	-6,0054	0,0017

En las tablas 5.7 a 5.9 se puede observar que en todos los casos, el error, si lo hay, es lo suficientemente pequeño para considerar el modelo planteado en este trabajo como un modelo que funciona de manera correcta para un flujo de potencia, por lo que se considera un modelo validado.

Como es de esperarse, los flujos de potencia incluyendo el dispositivo FACTS tipo UPFC en la red Hale, mostrados en la figura 5.2, difieren de los flujos de potencia de la misma red sin la inclusión del UPFC, figura 5.1. El cambio más significativo y de fácil observación, es el aumento en un 32,5% en la cantidad de potencia activa que entra a la barra Lake desde las barras North y South, debido a la exigencia de potencia activa que hace el convertidor serie para imponer la potencia activa deseada en la línea Lake-Main. Por otro lado, dado que el UPFC genera su propia potencia reactiva, el generador de la barra North disminuye su generación de potencia reactiva en un 5,56%, y el generador de la barra South incrementa su absorción de potencia reactiva en un 22,5%. También se observó que la simulación con este modelo mantiene el voltaje en barra Lake en el valor especificado en los parámetros de control de la tabla 5.6, así como los valores especificados de potencia a fijar (también presentados en tabla 5.6), en la línea de transmisión entre las barras Lake y Main, donde se instala el UPFC.

REFERENCIAS DEL CAPÍTULO

[1] Acha E., Fuerte-Esquivel C., Ambriz-Pérez H., Ángeles-Camacho C.; "FACTS Modeling and Simulation in Power Networks"; John Wiley and Sons, ISBN 0-470-85271-2, 2004.

[2] Stagg G. W., El-Abiad A. H., "Computer Methods in Power System Analysis", ISBN 0070606587, McGraw-Hill, New York, 1968.

[3] Castro Carlos A; Software de flujo de sistemas de potencia. Gratuito para aplicaciones académicas. <http://www.dsee.fee.unicamp.br/~ccastro/>

CAPÍTULO 6: CONCLUSIONES

Dado que el UPFC es el dispositivo FACTS con mayores prestaciones en términos de versatilidad de control y de interacción con los parámetros del sistema de potencia, es también el modelo más complejo de incluir en software de simulación para análisis de sistemas de potencia. Este trabajo se ha propuesto y validado un modelo para dispositivo FACTS tipo UPFC para estudios eléctricos de estado estable implementándose en un software para flujos de potencia en plataforma matlab. Se incluye su formulación conceptual y matemática, facilitando de esta manera su implementación en otras herramientas similares. El modelo propuesto en el numeral 4.5 del capítulo 4 puede servir como modelo de otros dispositivos FACTS más simples, haciendo breves simplificaciones después del estudio del impacto esperado del FACTS sobre el SEP.

Debido a la complejidad de los modelos de sistemas de potencia, el diseño de controladores FACTS no puede desligarse de los modelos de sistemas de potencia que permitan hacer estudios eléctricos. La solución confiable de flujos de potencia en líneas de transmisión reales no es un asunto trivial y, a través de los años muchos métodos de cálculo han sido presentados para resolver este problema. Este trabajo muestra que los modelos de dispositivos FACTS pueden hacer uso del algoritmo Newton Raphson, que con sus fuertes características de convergencia, ha proveído un método exitoso para resolver las ecuaciones de un dispositivo altamente no lineal como el UPFC. Por otro lado, aunque no era un objetivo de este proyecto obtener modelos de sistemas de potencia, fue necesario realizar una minuciosa revisión de la teoría convencional de flujos de potencia para realimentar el diseño de los modelos a obtener. La teoría de flujos de potencia que se utilizó en este trabajo es una recopilación y filtrado de la riqueza de investigaciones en el área, que han sido publicadas en años recientes.

Este trabajo presenta el funcionamiento básico de los equipos FACTS, clasificados por el tipo de compensación que realizan en una línea de transmisión; incluyendo desde los equipos más sencillos y tradicionales, hasta los más complejos, algunos aún no implementados en un sistema eléctrico real. Por otro lado, presenta los más relevantes modelos que ha desarrollado la comunidad científica internacional para equipos UPFC en estudios eléctricos de estado estacionario.

Aunque la literatura mundial presenta múltiples trabajos de modelamiento de dispositivos FACTS tipo UPFC, son pocos los que presentan detalles de la inclusión de los mismos en software para análisis de sistemas de potencia. Por ejemplo la referencia [1] del capítulo anterior (capítulo 5), presenta detalles del

modelo que propone a ser resuelto con el método de solución simultáneo o unificado, (que de por sí es un método complejo ya que exige modificaciones en el jacobiano y entrar a modificar la raíz del software de flujo que se está utilizando), pero es un código que exigiría serias modificaciones para poder ser adicionado a cualquier otro software para flujo de carga. Esto hace valioso este trabajo, en la medida en que, además de detallar los algoritmos de inclusión de los dispositivos UPFC en un software de uso libre para flujos de carga, permite ser incorporado fácilmente a cualquier tipo de software para flujo de carga, y explica claramente las modificaciones que debe tener el sistema presentando todo el desarrollo matemático asociado al modelo de UPFC.

Las aproximaciones de modelamiento utilizadas para representar equipo controlable tipo FACTS, pueden ser clasificadas en términos generales en dos categorías llamadas, métodos de solución secuencial y métodos de solución simultánea. En cualquiera de los dos métodos, el dispositivo debe ser considerado como una rama separada de la red para obtener las ecuaciones que rigen su dinámica, por lo que su inclusión en el SEP para un flujo de potencia, no altera de manera directa la matriz Y barra del sistema, aunque sí lo hace de manera indirecta ya que modifica las matrices de barras y de ramas que son las entradas para el software de flujo de potencia. Por otro lado, el segundo método, de solución simultánea, puede exigir la alteración del jacobiano del sistema, lo que lo hace un método más complejo en el que pueden aparecer problemas de convergencia no cuadrática. Este trabajo utilizó la primera aproximación, métodos de solución secuencial, lo que permitió realizar implementaciones en algoritmos de Newton Raphson de manera separada para la red y para el dispositivo UPFC, y llegar a resultados con errores por debajo del 0.8% comparados con sistemas que usan el método de solución simultáneo. Este error tan bajo se puede despreciar dadas las ventajas que ofrece la simplicidad del modelo propuesto en este trabajo Vs la complejidad de los métodos basados en solución simultánea.

En este proyecto se ha modelado un flujo de potencia de prueba incluyendo, de manera secuencial, las variables de estado del sistema de potencia, (magnitud y ángulo del voltaje), con las variables de estado que describen el equipo controlable UPFC, en un marco simple de referencia que unifica soluciones iterativas usando el algoritmo de Newton Raphson. El método conserva las características de convergencia cuadrática de Newton.

La propuesta unificada, que se describe en el numeral 4.6 del capítulo 4, combina la red de corriente alterna y las variables de estado del controlador de sistemas de potencia en un sistema simple de ecuaciones simultáneas:

$$\begin{aligned} f(X_{nAC}, R_{nF}) &= 0 \\ g(X_{nAC}, R_{nF}) &= 0 \end{aligned}$$

Donde X_{nAC} representa las variables de estado de la red AC, llamadas magnitudes y ángulos de fase del voltaje nodal, y R_{nF} representa las variables de estado del controlador de sistemas de potencia, es decir el dispositivo FACTS. En este planteamiento es muy importante verificar que no exista ningún tipo de dependencia lineal entre las ecuaciones del dispositivo UPFC y alguna de las ecuaciones de equilibrio de potencia en las barras del SEP, para evitar la no convergencia del método.

La velocidad de respuesta de un FACTS es mayor que la de los controles de la máquina, por lo que en los modelos asumidos en este trabajo se supone que el AVR de los generadores no opera y que los dispositivos de control del equipo FACTS operan de manera adecuada, proporcionando las tensiones requeridas en los transformadores de excitación y de acople, permitiendo fijar los parámetros deseados por la inclusión del equipo FACTS en el SEP. Este supuesto permite independizar la parte de control de los modelos de los dispositivos, de su impacto en el SEP.

La mayoría de autores sugiere como ecuación importante en el modelamiento del UPFC para su inserción en un SEP, el balance de potencia activa entre los convertidores serie y paralelo del UPFC, donde se plantea que la potencia activa entregada al sistema por el dispositivo en la rama serie, es absorbida del sistema por el dispositivo a través de la rama paralelo sin pérdidas durante el proceso en los convertidores. En el método secuencial, la escogencia de esta ecuación como parte del sistema no es adecuada cuando se desprecian las pérdidas de potencia activa en los transformadores de acople del UPFC a la red de potencia, ya que, en ese caso, esta ecuación resulta ser una combinación lineal de las ecuaciones de potencia activa en las barras de origen y de acople.

6.1 RECOMENDACIONES PARA TRABAJOS FUTUROS

Dada la importancia de contar con herramientas capaces de realizar estudios técnico-económicos en Sistemas Eléctricos de Potencia con incorporación de FACTS, es necesario dar continuidad a este trabajo para desarrollar el modelo propuesto para aplicaciones de flujo óptimo de potencia, OPF. Este desarrollo futuro debería orientar sus esfuerzos hacia la obtención de una modelación de UPFC con incorporación explícita de pérdidas óhmicas. Asimismo, sería recomendable incorporar distintos modelos de consumo, para obtener perfiles de voltaje lo más cercanos posible a la realidad.

En términos de software para flujos de potencia en estado estable, una segunda etapa de este proyecto puede orientar su esfuerzo a la obtención de modelos matemáticos que lleven a las funciones de transferencia entre los parámetros de

control de los convertidores del UPFC y las tensiones en los transformadores serie y derivación que acoplan el dispositivo al SEP.