

INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL



**ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA
MECÁNICA Y ELÉCTRICA**

**SECCIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO E
INVESTIGACIÓN**

**ESTUDIO DE ESTABILIDAD ANGULAR
ANTE PEQUEÑOS DISTURBIOS DE
SISTEMAS ASÍNCRONOS
INTERCONECTADOS A TRAVÉS DE VFT's**

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL GRADO DE:

**MAESTRO EN CIENCIAS EN
INGENIERÍA ELÉCTRICA**

PRESENTA:

DAN ISAÍ OROZCO GARCÍA

CIUDAD DE MÉXICO, DICIEMBRE 2016



°INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL
SECRETARÍA DE INVESTIGACIÓN Y POSGRADO

SIP-14

ACTA DE REVISIÓN DE TESIS

En la Ciudad de México siendo las 17:30 horas del día 18 del mes de Noviembre del 2016 se reunieron los miembros de la Comisión Revisora de Tesis designada por el Colegio de Profesores de Estudios de Posgrado e Investigación de E.S.I.M.E. para examinar la tesis de titulada:

**“ESTUDIO DE LA ESTABILIDAD ANGULAR ANTE PEQUEÑOS DISTURBIOS
DE SISTEMAS ASÍNCRONOS INTERCONECTADOS A TRAVÉS DE VFT's”**

Presentada por el alumno:

OROZCO
Apellido paterno

GARCÍA
Apellido materno

DAN ISAÍ
Nombre(s)

Con registro:

B	1	4	0	8	5	6
---	---	---	---	---	---	---

aspirante de:

MAESTRO EN CIENCIAS EN INGENIERÍA ELÉCTRICA

Después de intercambiar opiniones los miembros de la Comisión manifestaron **SU APROBACIÓN DE LA TESIS**, en virtud de que satisface los requisitos señalados por las disposiciones reglamentarias vigentes.

LA COMISIÓN REVISORA

Director de tesis

DR. DANIEL OLGUÍN SALINAS

Segundo Vocal

DR. DANIEL RUIZ VEGA

Presidente

DR. DAVID ROMERO ROMERO

Tercer Vocal

M. EN.C. TOMÁS IGNACIO ASIÁN OLIVARES

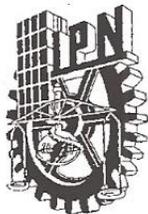
Secretario

DR. RICARDO OCTAVIO ARTURO MOTA PALOMINO

EL PRESIDENTE DEL COLEGIO

DR. MIGUEL TOLEDO VELÁZQUEZ

I. P. N.
SECCIÓN DE ESTUDIOS DE
POSGRADO E INVESTIGACIÓN



INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL
SECRETARÍA DE INVESTIGACIÓN Y POSGRADO

CARTA CESIÓN DE DERECHOS

En la Ciudad de México el día 25 del mes de Noviembre del año 2016, el que suscribe Dan Isáí Orozco García, alumno del Programa de Maestría en Ciencias en Ingeniería Eléctrica, con número de registro B140856, adscrito a la Sección de Estudios de Posgrado e Investigación de la ESIME-Zacatenco del IPN, manifiesta que es el autor intelectual del presente trabajo de Tesis bajo la dirección del Doctor Daniel Olguín Salinas y cede los derechos del trabajo titulado Estudio De Estabilidad Angular Ante Pequeños Disturbios De Sistemas Asíncronos Interconectados A Través De VFT's, al Instituto Politécnico Nacional para su difusión, con fines académicos y de investigación.

Los usuarios de la información no deben reproducir el contenido textual, gráficas o datos del trabajo sin el permiso expreso del autor y/o directores del trabajo. Este puede ser obtenido escribiendo a las siguientes direcciones **orozcogarcia.dan@gmail.com**, y/o **dolguin47@yahoo.com**. Si el permiso se otorga, el usuario deberá dar el agradecimiento correspondiente y citar la fuente del mismo.

Dan Isáí Orozco García

RESUMEN

Los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP) tienden a evolucionar a través del crecimiento continuo de las interconexiones, así como la utilización de nuevas tecnologías de control y el cambio en las condiciones de operación cada vez más estresantes, por lo que surgen problemas de estabilidad angular del rotor, estabilidad de frecuencia o bien estabilidad de voltaje. Por lo tanto el reto del sector eléctrico es resolver estos inconvenientes.

Recientemente surgió la innovación de un nuevo elemento, el cual fue agregado a la red y es llamado “*Transformador de Frecuencia Variable*” o bien VFT por sus siglas en ingles. Esta tecnología es una alternativa a los enlaces de Transmisión de Alto Voltaje de Corriente Directa, o bien a los dispositivos de transmisión bidireccionales. Ahora bien, como toda nueva tecnología que es desarrollada, es necesaria una investigación acerca de la influencia que posee en los demás elementos de la red eléctrica. Todos los elementos de un sistema eléctrico de potencia se encuentran enlazados, por lo cual un desbalance o una simple variación de alguna de las variables involucran a todos, ya que pueden ocasionar desajustes en todos los demás elementos interconectados.

En este trabajo se efectúa el estudio del análisis de estabilidad angular ante pequeños disturbios, en donde es representado el enlace síncrono entre los sistemas con un modelo de VFT en un código realizado en Matlab® R2014a. Se incluyen sus controles, donde se observa su respuesta en el tiempo ante un escalón unitario y se realiza un análisis modal. En estado estacionario el VFT controla el flujo de potencia de manera muy similar a un Transformador Desfasador por lo tanto se añade este modelo a la formulación del problema de flujos de carga para mantener un control de potencia de una red eléctrica a otra en el estudio de casos multimáquinas, y así obtener las condiciones de operación iniciales entre los dos sistemas. Posteriormente se realiza una adaptación al código Power System Toolbox, en donde se agrega el modelo no lineal del VFT y se obtienen las matrices de estado para proceder con un análisis de eigenvalores entre dos sistemas síncronos.

Finalmente se utiliza el programa PSS®E University 33 de Siemens, usando el modelo dinámico que representa al VFT que contiene esta paquetería formado por dos ecuaciones electromecánicas y 12 ecuaciones que corresponden a los controles. Cada unidad consiste en una máquina de inducción de rotor devanado, un motor de corriente continua y sus sistemas de control correspondientes a velocidad, frecuencia y potencia. Además se realiza un estudio a través de la técnica de análisis modal en el cual se identifican los modos de oscilación que carecen de amortiguamiento y se determina su estabilidad. Después se agrega un parque de VFT's conectados en paralelo operando de manera simultánea, dividiendo la transferencia de potencia entre los sistemas enlazados. Así pues se presentan los resultados de estabilidad angular ante pequeñas señales de distintas configuraciones estables e inestables, al usar 4 SEP de prueba interconectados con una o varias unidades de VFT, como lo es el Sistema de 11 nodos 4 generadores donde se incluye el VFT, el Sistema de 5 nodos 2 generadores, el Sistema 9 nodos 3 generadores y por último el Sistema 39 nodos 10 generadores

ABSTRACT

The Electric Power Systems (EPS) tend to evolve through a continuously growing of interconnections and distributions networks, besides the use of new control technologies, and the change operation conditions it can will arise new problems and necessities; therefore, the challenge of the electricity sector is to solve these problems.

Actually emerged a new element innovation which was added to the network, named "Variable Frequency Transformer". This technology it is an alternative to the Direct Current High Voltage transmission links or transmission bidirectional dispositive. However, like any new developed technology is necessary an investigation about the influence with other network elements. All electric power system elements are linked, so an imbalance or a simple variation of the variables, can cause mismatches in all other interconnected elements.

In this work it is developed a small signal stability analysis, in which it is represented the VFT interconnected between systems with a lineal second and sixth order model. Then two regulators of power and speed were added into the second order model.

It is added a phase shifting transformer model to the power flow problem formulation, and then obtain the initial operating conditions between the two systems. Also it is made an adaptation to the package code in Matlab® R2014a called Power System Toolbox where the nonlinear VFT model and the state matrices are obtained to proceed with an eigenanalysis between the two synchronous systems.

Finally the Siemens PSS®E software is used, taking the dynamic model of the VFT of 14 states that contains this package. The study is made through modal analysis, which identifies the plants oscillating modes that are in each system. And subsequently is added a VFT's park connected in parallel and operating simultaneously, dividing the power transfer between the linked systems. The unit consists of a winding rotor induction machine, a direct current motor and its control systems, which provides power transfer regulation using power and speed regulators, presenting the results of 4 EPS in different interconnections.

DEDICATORIA

A quien me llena de bendiciones día con día, y me presta vida, a quien me guarda y me da inteligencia.

Dios

A quienes me dieron la vida, me educaron y me llenaron de valores, en especial a mi madre quien se me adelantó durante la trayectoria de esta nueva meta.

María del Rocío García López

Tomás Orozco Contreras

A mi asesor quien me guío, me apoyó y me presionó hasta lograr culminar este objetivo de la mejor manera.

Dr. Daniel Olguín Salinas

AGRADECIMIENTOS

Agradezco primeramente a Dios por esta gran oportunidad de terminar una meta más, de darme vida, salud, una familia y un hogar, por darme fuerza en los momentos de dificultad y por poner en mi camino a excelentes personas de las que puedo siempre aprender algo nuevo.

A mis hermanos Armando, Jessica, Dana y a mi novia Jessica Guadalupe por todo su cariño, confianza, apoyo y compañía en las buenas y en las malas. Gracias

A mi asesor el Dr. Daniel Olguín Salinas por toda su dedicación, su valiosa dirección así como consejos y pláticas que me han servido para un crecimiento en lo académico y en lo personal. Sinceramente le estaré siempre agradecido por todas sus aportaciones.

A los distinguidos profesores que conforman mi jurado de tesis: Dr. David Romero Romero, Dr. Ricardo O. Mota Palomino, Dr. Daniel Ruiz Vega, M. en C. Tomás I. Asiaín Olivares, y el Dr. David Sebastián Baltazar, por brindarme conocimiento de calidad y de quienes he aprendido a apasionarme del estudio cada uno de ellos a su estilo, además me han aportado excelentes recomendaciones para mejorar de esta investigación.

A mis amigos y compañeros de la SEPI que conocí durante la travesía de la maestría en quienes se puede confiar y siempre tener conversaciones gratas y a quienes les deseo lo mejor. Gracias por su amistad.

A la Escuela Superior de Ingeniería Mecánica y Eléctrica (ESIME) del Instituto Politécnico Nacional y en especial a la Sección de Estudios de Posgrado e Investigación (SEPI) por haberme brindado la oportunidad de adquirir mediante sus programas de maestría, una formación profesional especializada en el ramo de la ingeniería eléctrica, en particular en la Estabilidad de Sistemas Eléctricos de Potencia.

ÍNDICE

RESUMEN	iv
ABSTRACT	v
DEDICATORIA	vi
AGRADECIMIENTOS	vii
ÍNDICE.....	viii
LISTA DE FIGURAS.....	xii
LISTA DE TABLAS	xiv
ABREVIATURAS	xvi
NOMENCLATURA	xvii
CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN.....	1
1.1 Introducción.....	1
1.2 Planteamiento del problema	2
1.3 Objetivos	3
1.3.1 Objetivo general	3
1.3.2 Objetivos particulares	3
1.4 Justificación	3
1.5 Estado del arte	4
1.5.1 Trabajos importantes desarrollados en la SEPI-ESIME.....	9
1.6 Aportaciones	10
1.7 Limitaciones y alcances.....	11
1.8 Estructura de la tesis	12
1.9 Publicaciones.....	13
CAPÍTULO 2: ESTABILIDAD ANGULAR DE PEQUEÑAS SEÑALES	14
2.1 Introducción.....	14
2.2 Conceptos y definiciones.....	14
2.2.1 Definición de Estabilidad de los Sistemas Eléctricos de Potencia.....	14
2.2.2 Clasificación de estabilidad.....	15
2.3 Uso del sistema lineal (Linealización)	17
2.3.1 Linealización alrededor de un punto.....	18
2.4 Análisis modal.....	20
2.5 Método de eigenanálisis.....	20

2.5.1	Eigenvalores	20
2.5.2	Eigenvectores.....	21
2.5.3	Matrices modales	22
2.5.4	Respuesta libre del sistema.....	23
2.5.5	Estabilidad del eigenvalor.....	25
2.6	Formas modales.....	27
2.6.1	Factores de participación.....	27
2.7	Sensibilidad de eigenvalores	28
2.8	Clasificación de las oscilaciones en sistemas de potencia	29
2.9	Naturaleza de las oscilaciones electromecánicas.	29
2.9.1	Oscilaciones de modo local.....	30
2.9.2	Oscilaciones de modo interárea.....	30
2.9.3	Oscilaciones de modos de control ó inter-unidad	30
2.9.4	Oscilaciones de modos torsionales	31
<p>CAPÍTULO 3: MODELO DEL VFT Y PRUEBAS ENTRE DOS NODOS</p>		
SÍNCRONOS		33
3.1	Introducción.....	33
3.2	Concepto de Transformador de Frecuencia Variable	33
3.3	Diseño del VFT.....	36
3.3.1	Descripción física de los componentes	36
3.4	Modelo del VFT	37
3.4.1	Modelo en estado estacionario	38
3.4.2	Modelo de simulación en el tiempo	39
3.4.3	Ecuaciones del par electromagnético, velocidad del motor y posición del motor.....	41
3.4.4	Modelo de sexto orden del VFT	42
3.4.5	Modelo de segundo orden del VFT	43
3.5	Modelo lineal.....	44
3.5.1	Ecuación de potencia para modelo de segundo orden lineal	45
3.5.2	Modelo lineal segundo orden.....	45
3.5.3	Modelo lineal sexto orden	47
3.6	Controles del VFT.....	48
3.6.1	Regulador de velocidad angular	48
3.6.2	Regulador de potencia	49
3.6.3	Modelo de segundo orden lineal con regulador de velocidad	50
3.6.4	Modelo de segundo orden lineal con regulador de velocidad y regulador de potencia	52
3.7	Caso de Estudio: VFT entre dos nodos.....	53

3.8	Análisis de resultados.....	55
3.8.1	Análisis modelo segundo orden lineal	56
3.8.2	Análisis modelo sexto orden lineal.....	60
3.8.3	Análisis modelo segundo orden lineal con regulador de velocidad	65
3.8.4	Análisis modelo segundo orden lineal con regulador de velocidad y regulador de Potencia... ..	67
CAPÍTULO 4: MODELO DE VFT EN ESTUDIOS DE FLUJOS DE CARGA Y PRUEBAS EN SISTEMAS MULTIMÁQUINAS EN PST.....		
4.1	Introducción.....	72
4.2	Control de transferencia de potencia entre áreas	73
4.3	Transformador Desfasador.....	74
4.3.1	Transformador desfasador en estudio de flujos de carga.....	76
4.3.2	Diagrama de flujo del método Newton-Raphson incluyendo transformador desfasador.	78
4.4	Programa de linealización.....	79
4.4.1	Código PST (Power System Toolbox).....	79
4.4.2	Metodología del programa	79
4.4.3	Diagrama de flujo del Menú principal del PST	83
4.4.4	Diagrama de flujo de la función “p_cont_to_vft”.....	84
4.4.5	Diagrama de flujo de la función “p_file”	85
4.5	Caso de estudio: Sistema Kundur	86
4.5.1	Consideraciones para estudios de flujos de carga	87
4.5.2	Estudio de flujos de carga	87
4.6	Resultados caso de estudio Kundur.....	89
4.6.1	Forma modal a diferentes transmisiones de potencia	93
4.6.2	Sensibilidad variando parámetro de reactancia de VFT	97
4.6.3	Modelo clásico en generadores y VFT con controles.....	98
4.7	Caso de estudio: Sistema Stagg-Anderson	101
4.7.1	Estudio de flujos de carga	102
4.8	Resultados caso de estudio Sistema Stagg-Anderson	104
4.8.1	Transmitiendo 99 MW de Stagg a Anderson (Caso estable)	104
4.8.2	Transmitiendo 100 MW de Anderson a Stagg (Caso inestable).....	105
CAPÍTULO 5: ESTABILIDAD ANGULAR ANTE PEQUEÑOS DISTURBIOS DE SISTEMAS ASÍNCRONOS INTERCONECTADOS A TRAVÉS DE VFT's EN PSS®E107		
5.1	Introducción.....	107
5.2	Modelo del VFT en PSS®E	108
5.3	Estudio de enlace asíncrono.	108
5.4	Caso de estudio: Kundur.....	109

5.4.1	Estudio de flujos de carga	109
5.4.2	Resultados de Sistema Dos áreas con Modelo de sexto orden y VFT.....	110
5.4.3	Resultados modelo de sexto orden con ESDC1A.....	114
5.5	Caso de estudio: Sistema Stagg-Anderson	117
5.5.1	Estudio de flujos de potencia.....	118
5.5.2	Resultados de eigenanálisis.....	118
5.6	Caso de estudio: Stagg-Anderson con parque de VFT's.....	119
5.6.1	Estudio de flujos de carga	120
5.6.2	Resultados de eigenanálisis.....	121
5.7	Caso de estudio: Sistema 39 Nodos – 5 Nodos con parque de VFT's	123
5.7.1	Estudio de flujos de carga	124
5.7.2	Caso inestable.....	125
5.7.3	Caso estable.....	128
5.8	Comparación de resultados.....	132
CAPÍTULO 6: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES		134
6.1	Conclusiones	134
6.2	Aportaciones	137
6.3	Recomendaciones.....	138
REFERENCIAS		139
APÉNDICE A: LINEALIZACIÓN DE MODELOS DEL VFT		146
	Modelo de segundo orden lineal con regulador de velocidad	156
	Modelo de segundo orden lineal con regulador de velocidad y regulador de potencia	157
APÉNDICE B: CÓDIGO EN MATLAB® R2014a		160
APÉNDICE C: PARÁMETROS DE SEP		187
APÉNDICE D: PARÁMETROS DEL VFT INGRESADOS EN PSS®E		195

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Imagen satelital de la subestación Sylmar en los Ángeles [15]	6
Figura 2. Estación Sylmar HVDC en los Ángeles [13]	6
Figura 3. VFT de Langlois en Québec, Canadá [15]	7
Figura 4. Proyectos de interconexión a corto plazo CFE [18].	8
Figura 5. Clasificación de estabilidad [7]	15
Figura 6. Distribución de los modos [49]	32
Figura 7. Estructura del VFT, fotografía de Langlois [3]	34
Figura 8. Estructura interna del VFT, fotografía de Langlois [53].	35
Figura 9. Diagrama simplificado del VFT de Laredo [9].	37
Figura 10. Interconexión de VFT entre dos áreas [22].	38
Figura 11. Diagrama del circuito equivalente en estado estacionario del VFT [56], [20]	39
Figura 12. Diagrama de bloques del modelo de segundo orden del VFT	46
Figura 13. Control PI para regular la velocidad angular [21]	49
Figura 14. Control PI regulador de potencia [21]	50
Figura 15. Diagrama de bloques con regulador de velocidad	51
Figura 16. Diagrama de bloques del modelo de estado	53
Figura 17. Caso de prueba [21].	54
Figura 18. Respuesta de función de la velocidad de -1 a 1	59
Figura 19. Respuesta de función de la velocidad de -10 a 10	59
Figura 20. Curva de respuesta del espacio de estados ante una entrada escalón	71
Figura 21. Representación del Transformador Desfasador	74
Figura 22. Diagrama del programa de flujos con TD	78
Figura 23. Diagrama de flujo del menú principal archivo “svm_mgen”	83
Figura 24. Diagrama de flujo de función “p_cont_to_vft.m”.	84
Figura 25. Diagrama de flujo de función “p_file.m”.	85
Figura 26. a) Simbología; b) Diagrama Kundur modificado [33]	86
Figura 27. Representación del nodo ficticio	87
Figura 28. Solución de flujos de potencia con TD	88
Figura 29. Comportamiento modal de eigenvectores derechos	90
Figura 30. Comportamiento modal de eigenvectores izquierdos	91
Figura 31. Factores de participación para una transferencia de 99MW	92
Figura 32. FP para una transferencia de 50 MW	96
Figura 33. FP para una transferencia de 0 MW	96
Figura 34. Trayectorias de los modos de generadores y VFT	98
Figura 35. Eigenvalores del sistema eléctrico en plano complejo	99
Figura 36. Eigenvalores en plano complejo	100
Figura 37. Lugar de las raíces en lazo cerrado del modelo de VFT	101
Figura 38. Diagrama del caso de estudio Stagg-Anderson	102

Figura 39. Solución de flujos de potencia Stagg-Anderson	102
Figura 40. FP para una transferencia de sistema Stagg a Anderson	105
Figura 41. FP para una transferencia de sistema Anderson a Stagg	106
Figura 42. Parque de VFT	109
Figura 43. Solución de flujos de potencia Dos Áreas con PSS®E	110
Figura 44. Forma polar de los componentes de eigenvectores de velocidad.	113
Figura 45. Distribución de modos en el plano complejo. (Caso Dos áreas con VFT)	114
Figura 46. Forma polar de los componentes de eigenvectores caso con ESDC1A	116
Figura 47. Distribución de modos (Caso Dos áreas con VFT y ESDC1A)	117
Figura 48. Solución de flujos de potencia con PSS®E	118
Figura 49. Transferencia de 200 MW de Sistema Anderson a Stagg	120
Figura 50. Forma de modos electromecánicos caso Anderson-Stagg con tres VFT's	121
Figura 51. Forma de modos electromecánicos caso Anderson-Stagg con tres VFT's.	122
Figura 52. Distribución de modos en el plano complejo. (Caso Stagg-Anderson)	123
Figura 53. Transferencia de 200 MW de Sistema N. Inglaterra a Stagg	124
Figura 54. Distribución de modos (Caso inestable N. Inglaterra - Stagg).	128
Figura 55. Distribución de modos (Caso estable N. Inglaterra - Stagg)	131
Figura 56. Diagrama de bloques del VFT con regulador de velocidad	156
Figura 57. Diagrama con controles del VFT	157
Figura 58. Diagrama de bloques del accionamiento del VFT	197
Figura 59. Limitador del par de torsión del VFT	198
Figura 60. Diagrama de bloques del gobernador del VFT	198
Figura 61. Diagrama de bloques del sistema de excitación ESDC1A	199
Figura 62. Diagrama de bloques del sistema de excitación ESDC1A	200

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Comparación de longitud de estaciones	6
Tabla 2. Parámetros de la simulación dadas en PU [21].	55
Tabla 3. Parámetros ingresados en el modelo [22], [60].	55
Tabla 4. Resultados de VFT segundo orden con y sin amortiguamiento	56
Tabla 5. Parámetros obtenidos de la solución Runge-Kutta Gills [20]	60
Tabla 6. Resultados en un punto de transmisión de estator a rotor de 100 MW	61
Tabla 7. Resultados en un punto de transmisión de rotor a estator de 100 MW	64
Tabla 8. Resultados usando datos como motor de inducción con rotor devanado.	65
Tabla 9. Parámetros de ganancias [20], [59], [60].	65
Tabla 10. Resultados del modelo con regulador de velocidad	66
Tabla 11. Resultados del modelo con regulador de velocidad y de potencia	67
Tabla 12. Ángulo ϕ del TD	88
Tabla 13. Voltaje en nodos	88
Tabla 14. Matriz de Estado A	89
Tabla 15. Eigenvalores del modelo clásico Dos Áreas con VFT	89
Tabla 16. Modos oscilatorios del modelo clásico Dos Áreas con VFT	93
Tabla 17. Modos oscilatorios a diferente transmisión	94
Tabla 18. Parámetros variando la reactancia	97
Tabla 19. Eigenvalores con los incrementos de porcentaje	97
Tabla 20. Eigenvalores de Sistema Kundur modificado y VFT con controles	98
Tabla 21. Eigenvalores de Sistema Kundur con coeficiente de amortiguamiento	99
Tabla 22. Resultado Ángulo ϕ (Phi) calculado del TD	103
Tabla 23. Voltaje en nodos	103
Tabla 24. Modos oscilatorios de sistema Stagg-Anderson	104
Tabla 25. Resultado Ángulo ϕ (ESDC1A) calculado del TD	105
Tabla 26. Modos oscilatorios de Sistema Stagg-Anderson (Sentido inverso de Potencia)	105
Tabla 27. Eigenvalores para el caso Dos áreas con VFT	111
Tabla 28. Eigenvalores para el caso Dos Áreas con ESDC1A y VFT	114
Tabla 29. Eigenvalores para el caso Anderson-Stagg con VFT	118
Tabla 30. Eigenvalores para el caso Anderson-Stagg con parque de VFT's	121
Tabla 31. Eigenvalores para el caso N. Inglaterra-Stagg con parque de VFT's	125
Tabla 32. Eigenvalores para el caso N. Inglaterra-Stagg con parque de VFT's Estable	129
Tabla 33. Eigenvalores del Sistema 13 nodos 4 generadores en PST.	132
Tabla 34. Eigenvalores del Sistema 13 nodos 4 generadores en PSS®E.	132
Tabla 35. Eigenvalores del Sistema 13 nodos 4 generadores sin dinámica del VFT.	133
Tabla 36. Parámetros del VFT para flujos de potencia	195
Tabla 37. Parámetros del archivo dinámico del VFT	195

Tabla 38. Variables de estado del VFT del PSS®E	196
Tabla 39. Parámetros ingresados al sistema de excitación ESDC1A	199
Tabla 40. Variables de estado del ESDC1A	199
Tabla 41. Parámetros ingresados al sistema de excitación ESAC1A	200
Tabla 42. Variables de estado del ESAC1A	200

ABREVIATURAS

VFT	“ <i>Variable Frequency Transformer</i> ”, Transformador de Frecuencia Variable.
SEP	Sistema Eléctrico de Potencia.
WRIM	“ <i>Wound Rotor Induction Motor</i> ”, Motor de inducción de rotor devanado.
TD	Transformador Desfasador
CA	Corriente Alterna.
CD	Corriente Directa.
HVDC	“ <i>High-Voltage Direct Current</i> ”, Líneas de alta tensión de corriente directa.
PST	“ <i>Power System Toolbox</i> ”
PSS®E	<i>Power System Simulator for Engineering</i>
AEP	“ <i>American Electric Power</i> ”.
CFE	Comisión Federal de Electricidad.
ERCOT	“ <i>Electric Reliability Council of Texas</i> ”, Consejo de Confiabilidad Eléctrica de Texas
WECC	“ <i>Western Electricity Coordinatin Council</i> ”
FACTS	“ <i>Flexible AC Transmission Systems</i> ”, Sistemas flexibles de transmisión de CA.
EPRI	“ <i>Electric Power Research Institute</i> ”, Instituto de Investigación de Energía Eléctrica.
IEEE	“ <i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i> ”
CIGRE	International Council on Large Electric Systems
RPFC	“ <i>Rotatory Power Flow Controller</i> ”, Controlador de flujo de potencia rotatorio.
GE	General Electric
PI	Control Proporcional Integral
PID	Control Proporcional Integral Derivativo
NR	Newton-Raphson
ESDC1A	“ <i>Excitation System of Direct Current</i> ”
FP	<i>Factores de Participación</i>

NOMENCLATURA

$\hat{\psi}_{ds}, \hat{\psi}_{qs}, \hat{\psi}_{0s}$	Flujos del estator en el marco dq0
$\hat{\psi}_{dr}, \hat{\psi}_{qr}, \hat{\psi}_{0r}$	Flujos del rotor en el marco dq0.
\hat{L}_{msr}	Inductancias mutuas entre los devanados del estator y rotor
θ_s	Ángulo de fase de la tensión de corriente alterna en el estator, con respecto a un fasor de referencia (eje q).
θ_r	Ángulo de fase de la tensión de corriente alterna en el rotor, con respecto a un fasor de referencia (eje q).
θ_{rs}	Ángulo de fase del rotor de la máquina con respecto al eje d.
θ_{sr}	Ángulo de fase del rotor de la máquina con respecto al el estator.
ω	Velocidad Angular a la que gira del marco de referencia dq0.
ω_s	Velocidad Angular a la que gira el estator.
ω_r	Velocidad Angular a la que gira el rotor.
s	Deslizamiento
T_e	Par Eléctrico
K_{pp}	Ganancia Proporcional del Regulador de Potencia
K_{ip}	Ganancia Integral del Regulador de Potencia
$K_{p\omega}$	Ganancia Proporcional del Regulador de Velocidad
$K_{i\omega}$	Ganancia Integral del Regulador de Velocidad
τ_{DC}	Constante de Tiempo del Regulador del motor de CD
P_{ref}	Potencia de referencia
P_{VFT}	Potencia del VFT
Δ	Incremento o desviación
T_m	Par mecánico
ω_{cmd}	Comando de velocidad
T_{cmd}	Comando de par para el motor de accionamiento
K_s	Coefficiente de amortiguamiento en VFT
EFD	Tensión de campo principal del generador (pu)
X_{VFT}	Reactancia del VFT

CAPÍTULO 1

INTRODUCCIÓN

1.1 Introducción

El crecimiento demográfico de la población o bien el crecimiento de habitantes por zona causan aumento en la demanda de suministro de energía y por ende existe una necesidad de aumentar la generación de potencia activa y reactiva, así como de colocar un mayor número de las líneas de transmisión.

A medida que el sistema eléctrico mexicano pasa por una reestructuración, el sistema cada vez se adapta a un sistema de entrega para ventas comerciales de energía. Por lo cual podrían aparecer nuevos objetivos, así como limitaciones para la transmisión de energía en lugares inesperados, dependiendo de cómo se instale la generación y la demanda, así también de las transacciones de energía impulsadas por el mercado. De la misma manera que hay necesidades específicas de transmisión surgen opciones de solución como es el caso del HVDC y del VFT, cuyos elementos agregados al sistema lo hacen cada vez más complejo. Un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) con todos sus elementos en distribución y sus componentes dinámicos en generación, lo hace altamente no lineal y estos son muy grandes en términos de números de variables dinámicas. Por la misma complejidad del sistema es necesario realizar una variedad de análisis en la propia red eléctrica.

Históricamente el problema de estabilidad ha sido el dominante en la mayoría de los sistemas y ha llamado la atención de la industria, por lo que involucra el estudio de oscilaciones electromecánicas pertenecientes a los generadores. Este trabajo de investigación se enfoca en la Estabilidad Angular ante Pequeños Disturbios, partiendo de registros de disturbios experimentados y nuevos enlaces entre distintos sistemas, permitiéndose analizar la información obtenida y describir así el comportamiento dinámico de los generadores. El estudio se realiza a través de un análisis modal, el cual es una de las técnicas más recientes para obtener una evaluación del sistema en estado estacionario [1].

1.2 Planteamiento del problema

El control de flujo de energía eléctrica para abastecer la demanda de un área es un tema importante en sistemas de potencia interconectados. Hoy en día existe la conexión entre distintas redes eléctricas, de las cuales algunas de éstas ante una perturbación, ocasionan que se encuentren operando a distintas frecuencias.

Ante la necesidad del control de flujo potencia surge la aparición de las nuevas tecnologías de transmisión de energía para solucionar dicho problema. Uno de ellos es la interconexión Espalda-Espalda con líneas de alta tensión de corriente directa (HVDC), sin embargo, la operación de éste enlace presenta múltiples ventajas, así como también desventajas técnicas y económicas, ya que el sistema es costoso y complicado en manufactura [2], [3], [4].

Una alternativa a este tipo de enlaces típicos es denominada Transformador de Frecuencia Variable (VFT) la cual es una solución ante condiciones geográficas y económicas, que surgió recientemente para controlar el flujo de energía cuando se tienen enlaces asíncronos [5]. Un VFT es una máquina rotatoria, que tiene los devanados del estator conectados a un primer sistema de alimentación trifásica y los devanados del rotor conectados a una segunda red de energía trifásica. En forma general, si la frecuencia de un sistema es diferente de la del segundo sistema, un par se ejerce sobre el rotor en una dirección con el fin de provocar la rotación del rotor a una velocidad de rotación igual a la diferencia entre las frecuencias de la red. Un sistema de control de circuito cerrado ajusta la posición de rotación del rotor con respecto al estator a fin de controlar la transferencia de energía enviada a través del VFT [6].

Pequeños disturbios en forma de cambios de carga ocurren continuamente y el sistema debe ajustarse a las condiciones de cambio y operar satisfactoriamente [7]. Ahora bien al ocurrir un cambio en alguna de las variables de entrada en su caso por mecánico produce aceleraciones y desaceleraciones en el rotor, por lo que es necesario realizar investigaciones de estabilidad angular del rotor ante pequeños disturbios para verificar el sincronismo de las máquinas interconectadas de un SEP; además de observar su influencia que involucra el VFT con respecto a las demás máquinas de generación del sistema.

Como toda nueva tecnología genera incertidumbre sobre la influencia y comportamiento en las demás máquinas generadoras, ya que al final de una u otra forma todo lo que conlleva el sistema de potencia está conectado directa o indirectamente, a esto se suma un modelo que puede resultar un poco confuso al ser un transformador rotatorio.

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo general

Realizar un estudio de estabilidad ante pequeños disturbios de los sistemas eléctricos de potencia utilizados como casos de estudio, considerando el impacto que resulta al tener un enlace asíncrono a través de un VFT con sus respectivos controles, mediante la técnica de análisis modal.

1.3.2 Objetivos particulares

- Linealizar los modelos de segundo y sexto orden, además de comprobar los resultados a través de un análisis de eigenvalores.
- Determinar su estabilidad obteniendo sus valores propios al utilizar un modelo que represente a la máquina rotatoria del VFT con sus respectivos controles.
- Obtener una condición inicial de operación en estado estable a través de un modelo de transformador desfasador que representa al VFT en estudios de flujos de carga.
- Utilizando la paquetería PST (Power System Toolbox) perturbar secuencialmente las ecuaciones diferenciales y algebraicas no lineales que representan al sistema incluyendo el VFT; posteriormente deducir las ecuaciones de espacio de estado que describen el comportamiento dinámico del sistema.
- Enlazar dos sistemas a través de un parque de VFT's y determinar su estabilidad ante pequeños disturbios utilizando la paquetería PSS®E ante diferentes condiciones iniciales.

1.4 Justificación

Con el paso de los años, y el aumento demográfico de población es todo un reto para las empresas encargadas de generar, transmitir y distribuir energía para llegar a todos los rincones de la población; muchas veces la congestión y las restricciones en la transmisión impiden la transferencia de energía eléctrica dentro de las regiones geográficas, así pues aparecen también limitaciones en cuanto a la transmisión a lugares inesperados [8]. Por otra parte el sistema se encuentra en una etapa de reestructuración en la que se debe adaptar a un sistema de entrega para ventas comerciales de energía, esto ha derivado una necesidad muy particular, y es el interconectar dos o más sistemas de energía eléctrica y así transmitir potencia de manera bidireccional.

Ahora bien, una de las soluciones es la incorporación de un Transformador de Frecuencia Variable del cual solo hay dos asentados, uno se encuentra instalado en Langlois Québec, (Canadá) y otro se encuentra en Texas, (EE.UU.). Al tener una buena respuesta de este nuevo dispositivo, y sobre todo al no influir demasiado en el sistema empiezan a surgir nuevas posibilidades de conexión específicamente al sur de Estado Unidos [6] [9] [10].

Con la operación de un transformador rotatorio dentro de la red son necesarios nuevos modelos matemáticos con los que se deben de representar dichos elementos y profundizar en diferentes estudios; dos de ellos y muy importantes son el de estabilidad y la solución de flujos de potencia, para el primero es necesario un modelo dinámico adecuado y que su respuesta se asemeje lo más posible a la estructura del componente tanto en la parte mecánica como en la parte eléctrica además debe seguir la tendencia marcada con respecto a los pocos resultados dinámicos que se tienen de este elemento.

1.5 Estado del arte

La antesala más cercana a esta nueva tecnología es el convertidor HVDC back-to-back, el cual es similar hablando funcionalmente al VFT, ya que existen algunas de éstas estaciones que están localizadas por lo regular en las fronteras de varios países cuyo objetivo es exportar e importar energía entre diferentes sistemas eléctricos [11].

Se conoce que la transmisión HVDC es más eficiente para la transferencia masiva de energía a largas distancias y con una capacidad de transporte entre 2 y 5 veces la de una línea de CA de tensión similar posiblemente esta sea su mayor virtud. Ahora bien si no es posible establecer enlaces de CA por falta de estabilidad del sistema o por diferencias de frecuencia nominal de los dos sistemas se ha utilizado a menudo el HVDC para interconectar estos sistemas [12] [11].

Por un lado ese es su mayor aporte, pero ahora se procede a ver la otra cara de la moneda sus desventajas; por una parte las estaciones de conversión necesarias para conectarse a la red eléctrica de CA son costosas, además que los convertidores a corriente directa son más complejos y no pasando por alto que sus centros de control son igual de complicados. Este punto en contra de los enlaces de HVDC lleva implícitamente otra desventaja, ya que las estaciones de conversión generan armónicos de corriente y de tensión, mientras que el proceso de conversión es acompañado por el consumo de potencia reactiva. Como resultado de esto es necesario instalar unidades costosas de filtro y de compensación de potencia reactiva [12] [13].

Otra desventaja y no menos importante es que durante los cortocircuitos en los sistemas de alimentación de CA cercanos a las subestaciones HVDC, las fallas también se reflejan en el sistema de transmisión de este dispositivo, resumido y en pocas palabras un cortocircuito en el lado de salida del inversor, puede ocasionar una falla eléctrica de todo el sistema de transmisión HVDC [14].

Por otra parte se desarrolló una nueva tecnología con el mismo objetivo, transmitir potencia de manera bidireccional entre redes asíncronas. Pero esta nueva tecnología tiene sus ventajas con respecto al otro dispositivo para control de flujo de potencia, por una parte el VFT no produce interacciones indeseables con generadores y otros equipos instalados en la red vecina, además y no menos importante es que no genera armónicos a diferencia de otras alternativas electrónicas a la transferencia de potencia [3], [4]. Un VFT fue puesto en servicio en el año 2004 en Langlois subestación de HydroQuebec ubicado al suroeste de Montreal, donde se utiliza para el intercambio de potencia de hasta 100 MW entre las redes eléctricas asíncronas de Quebec (Canadá) y Nueva York (EE.UU.) [5].

Un ejemplo de un enlace HVDC es la Estación Convertidora Sylmar ($34^{\circ} 18' 39''$ N $118^{\circ} 29'21''$ W) es la estación que intercambia energía eléctrica de DC del Pacífico, interconexión que transmite electricidad a partir de la estación de Celilo fuera de Dalles, Oregón para Sylmar en las afueras del norte de Los Ángeles, California, EE.UU.; la estación convierte DC procedente de la estación norte de Celilo con tensión de 500 Kv, a AC de 60 Hz con tensión de 230 kV sincronizados con la red eléctrica de Los Ángeles. [13]. Se aprecia en las figuras 1 y 2 la subestación Sylmar.



Figura 1. Imagen satelital de la subestación Sylmar en los Angeles [15]



Figura 2. Estación Sylmar HVDC en los Ángeles [13]

Ahora bien, si se contrasta con una estación donde se ubica un VFT, específicamente la que se encuentra en Langlois Québec, Canadá ($45^{\circ} 17' 13.76''$ N $74^{\circ} 0' 56.07''$ W), se puede determinar y comparar las dimensiones de la estación como se observa en la tabla 1. También se contempla las dimensiones de la fracción donde se ubica el transformador rotatorio. El espacio de por medio que posee esta estación está diseñada para ser extendida aún más, posiblemente para acoplar una segunda unidad de VFT [2], [3], [4].

Tabla 1. Comparación de longitud de estaciones

Estación	HVDC Sylmar	VFT Langlois
Largo	807,69 m.	412.64 m.
Ancho	315.9 m.	259.13 m.



Figura 3. VFT de Langlois en Québec, Canadá [15]

Si se coteja las figuras 1 y 3 se puede apreciar que hay una simplicidad en la estación donde se encuentra el Transformador Rotatorio, lo que se puede reducir esto en trabajo de mano de obra de instalación así como trabajo de mantenimiento.

En cuanto a consumo de potencia reactiva, el VFT consume menos potencia reactiva que el convertidor back-to-back HVDC. Aunado a esto la máquina rotatoria provee mejor capacidad de amortiguamiento natural [11].

Por otra parte el nivel de intercambio de energía entre México y Estados Unidos ha sido influenciado por una variedad de factores tanto políticos, geográficos y económicos.

Actualmente existen dos enlaces de transmisión asíncrona los cuales han sido aprobados e instalados uno de ellos se localiza entre los Estados Unidos (EEUU) y México; ubicado entre la red Electric Reliability Council of Texas (ERCOT) la cual está situada en Laredo Texas, y la Comisión Federal de Electricidad (CFE) [6] [16] [17].

Hasta hoy sigue existiendo gran interés de aumentar la participación de México en los mercados eléctricos de Estados Unidos y Centroamérica estableciendo nuevas conexiones; actualmente se estudian diversos proyectos para aumentar la capacidad de transmisión entre CFE, y la Western Electricity Coordinating Council (WECC), además de CFE y Guatemala. En la figura 4 se puede observar las interconexiones que tiene el sistema mexicano, de las cuales se encuentra el VFT al norte del país, involucrando los estados de Tamaulipas por parte de México y Texas por parte de Estados Unidos [18].



La principal función de este elemento se puede analizar de la siguiente manera: si la red eléctrica de un lado experimenta alguna perturbación que cause una excursión de frecuencia el VFT girara a una velocidad proporcional a la diferencia en la frecuencia entre las dos redes, por lo que el VFT mantendrá de manera continua la transmisión de flujo de potencia a pesar de la variación de frecuencias. Adicionalmente en caso de apagón tanto en CFE como en ERCOT podrá proporcionar la potencia eléctrica suficiente a través de este enlace para realizar el arranque negro de las unidades generadoras que se encuentren más cercanas. Así pues garantizándose el restablecimiento del servicio en un tiempo corto [3] [18].

Así pues México está interconectado con EU para suministrarle energía eléctrica en caso de un apagón de grandes multitudes, o bien ante una pérdida de cualquier generación local; por lo tanto el sistema eléctrico nacional tendrá que operar como una gran planta de generación de electricidad para ese país [19].

En cuanto antecedentes de investigaciones relacionados con un dispositivo como lo es el VFT, y que además pertenezcan a la Sección de Estudios de Posgrado se cuenta con la investigación de A. Á. Bustos, “Estudio de estabilidad angular de sistemas eléctricos de potencia asíncronos interconectados a través de un transformador de frecuencia variable (VFT)”, Cuyo trabajo presenta un modelo de sexto orden detallado y uno de segundo orden simplificado ambos no lineales representando a la máquina rotatoria como una máquina de inducción de rotor devanado (WRIM por sus siglas en ingles) de los cuales serán tomados como referencia para un análisis en el presente trabajo. Además de esto, Álvarez Bustos presenta resultados de estabilidad angular del rotor transitoria [20].

Por otro lado se encuentra el trabajo de investigación de Luis Alberto Contreras Aguilar que lleva el título de “Steady-state and Dynamic solutions of Asynchronous links Base don Variable Frequency” la cual también presenta un procedimiento para determinar estabilidad transitoria cuya solución ha sido probada con un modelo de VFT adecuado, sumado a esto un modelo de VFT orientado a armónicos; además de importantes resultados acerca del comportamiento y la influencia de este dispositivo en la conexión de dos redes eléctricas [21] [22].

Además se conoce que ante un corte prolongado de una sola área este elemento permanecerá transmitiendo la energía requerida conforme sea indicada por el usuario. En cuanto al beneficio económico de una interconexión asíncrona con otra red eléctrica, es el exportar energía de más bajo costo. Por lo tanto el VFT posee un valor como una alternativa de interconexión de SEP. [23]

1.5.1 Trabajos importantes desarrollados en la SEPI-ESIME

En cuanto a trabajos desarrollados en la Sección de Estudios de Posgrado e Investigación referentes al Estudio de Estabilidad Angular ante pequeños disturbios se pueden consultar varias tesis, las mencionadas en esta sección corresponden al área de Potencia, al estudio de Estabilidad de SEP

La primera de ellas es la tesis de Guillermo Jorge Calderón Guizar [24], donde se presenta un trabajo que desarrolla un algoritmo que permite efectuar estudios del comportamiento de los SEP ante pequeñas perturbaciones en el dominio de la frecuencia. El algoritmo se basa en la construcción de la matriz característica (A) del modelo dinámico lineal del SEP y en el cálculo de los valores propios de dicha matriz aplicando el primer criterio de Liapunov.

En la tesis de Carlos Rivera Salamanca [25], en esta tesis se presenta el desarrollo de una metodología analítica para el estudio de Resonancia Subsíncrona e Interacciones Torsionales Subsíncronas de turbogeneradores con compensación estática de VARs (CEVs), en redes eléctricas complejas. Se presentan las causas de inestabilidad, los problemas y sus métodos de análisis. La metodología empleada está basada en una aproximación flexible para el modelo en variables de estado y el análisis en el dominio de la frecuencia de SEPs.

En la tesis de Lázaro Gonzaga Mercedes [26], analiza la interacción de los generadores de inducción en el comportamiento dinámico de los sistemas eléctricos de potencia a través de un estudio de estabilidad ante pequeños disturbios empleando diferentes configuraciones del sistema máquina bus infinito.

En la tesis de Oscar Moreno Reyes [27], propone un método sencillo para la evaluación de la estabilidad ante pequeños disturbios en el SEP, tomando como base el reconocimiento de patrones con Redes Neuronales.

En la tesis de Christian Daniel Esperilla Villanueva [28], se implementa un programa en Matlab-7 para realizar estudios de estabilidad de un SEP considerando el impacto que resulta al tener en el sistema un HVDC, cabe resaltar que esta investigación es de gran importancia observar sus resultados, ya que un VFT cubre la misma función que un enlace de HVDC.

En la tesis de David Villareal Martínez [29], se presenta los conceptos básicos y las ventajas principales de los métodos de análisis modal, desarrollando además código para el análisis de oscilaciones.

En la tesis de José Antonio Catillo [30], presenta una identificación de los modos torsionales en el sistema mecánico del turbo-generador. Aplicada a tres sistemas de estudio con diversas características en la compensación serie fija y con la inclusión del sistema de transmisión, del modelo de tres tipos de dispositivos FACTS.

En cuanto a la investigación del VFT solo se encuentra en la Sección de Posgrado la tesis de Abraham A. Bustos [20], donde se realiza un estudio de estabilidad transitoria de enlaces asíncronos interconectando dos SEP, realizando un código en Fortran90 y representando al VFT con un modelo de motor de inducción de rotor devanado. Este trabajo es esencial ya que se parte de un modelo no lineal presentado en esta investigación.

1.6 Aportaciones

Esta investigación se suma a las recientes aportaciones de resultados con esta tecnología, ahora con el objetivo de estudiar el efecto que se tiene cuando un VFT está presente en la interconexión de dos o más sistemas; se realiza una aportación de un estudio de estabilidad angular ante pequeños disturbios, el cual se realiza con la técnica de análisis modal partiendo de los eigenvalores y eigenvectores del sistema, además de un método de sensibilidad de eigenvalores con respecto a las ganancias de los controles.

- Se obtiene un modelo lineal del VFT de sexto orden con y sin controles.
- Se obtiene un modelo lineal del VFT de segundo orden con y sin controles.
- Se obtiene los valores propios y su respuesta en el tiempo del VFT entre dos nodos constantes.
- Utilizando la paquetería de PST se implementa el modelo del Transformador Desfasador utilizando Newton-Raphson desacoplado. Para obtener la condición de punto de equilibrio.

- Utilizando la paquetería de PST se implementa la dinámica del Transformador Rotatorio como una máquina de inducción de rotor devanado, observando su respuesta de la interacción de este elemento con las demás máquinas generadoras de los SEP.
- Se obtiene un análisis de eigenvalores considerando el impacto de tener una interconexión con la dinámica que posee un VFT en la paquetería de PSS®E, posteriormente el mismo análisis con tres unidades y representados en diagramas de distribución modal.

1.7 Limitaciones y alcances

- Se presentan simulaciones en una paquetería del software de PSS®E cuya versión es 33 la cual es estudiantil y no se necesita la licencia, por lo que solo admite hasta 50 nodos. Por una parte tiene la ventaja que esta versión que es la última presentada por Siemens ya posee un modelo de VFT con sus controles de potencia, velocidad y frecuencia.
- -Para las pruebas se utilizaron modelos de SEP conocidos de la literatura, los cuales son relativamente pequeños si se comparan con enormes sistemas que existen en la actualidad los cuales están compuestos por miles de nodos.
- -Para sistemas multimáquinas se parte de la condición que el sistema se encuentre en un punto en equilibrio, para obtener esta condición es necesario una solución de flujos de potencia. Por lo tanto el VFT se simula como un Transformador Desfasador, siendo este un Sistema Flexible de Transmisión de Corriente Alterna (FACTS).
- -Para el análisis entre dos nodos constantes no incluye la diferencia de frecuencia, por lo tanto se considera como un enlace síncrono.
- -Las pruebas realizadas son hechas con sistemas asíncronos, pero con una diferencia relativamente pequeña de 0.4 Hz.

1.8 Estructura de la tesis

Capítulo 1. En esta parte introductoria se presenta de manera resumida el problema a solucionar, el objetivo de la tesis, así como sus limitaciones y alcances que presenta; además se mencionan los antecedentes los cuales corresponden a investigaciones referentes a estabilidad de pequeños disturbios dentro de la Sección de Estudios de Posgrado e Investigación ESIME Zacatenco y posteriormente se expone la estructura propia de la tesis.

Capítulo 2. En esta sección se mencionan brevemente la clasificación de la problemática de estabilidad así como también sus definiciones de estabilidad angular del rotor a grandes disturbios, y estabilidad angular ante pequeños disturbios además de algunos aspectos teóricos del modelo del VFT y la descripción del análisis modal, con todo lo que involucra Eigenvalores, Eigenvectores, Factores de participación y Matrices Modales.

Capítulo 3. En este capítulo se presenta tanto como el modelo no lineal de sexto y segundo orden como el modelo lineal con sus controles representando al transformador rotatorio que son necesarios en la comprensión de los estudios a realizar. Además de un análisis modal únicamente de las variables que representan al VFT para estudios de estabilidad angular ante pequeños disturbios plasmando el modelo entre dos nodos con tensiones constantes a los costados.

Capítulo 4. En este capítulo se presenta la adición y descripción del modelo del Transformador Desfasador (TD), así como su implementación en el análisis de flujos de potencia en la paquetería PST; posteriormente se muestra la descripción y método del programa para linealizar las ecuaciones diferenciales y por último los resultados adaptándole un modelo de quinto orden al mismo código o paquetería PST.

Capítulo 5. Este capítulo contiene las pruebas realizadas así como sus resultados realizadas a los sistemas de potencia multimáquinas elegidos de la literatura utilizando la paquetería PSS®E, representando a las máquinas síncronas en unas pruebas como modelo clásico y en otras pruebas como modelo detallado, en las cuales también se puede ver la transferencia bidireccional de potencia entre los enlaces.

Capítulo 6. En este capítulo se presentan las conclusiones obtenidas a través de los resultados con las paqueterías usadas en esta investigación. Posteriormente aparecen aportaciones finales a las que la investigación permitió llegar, así como las recomendaciones para trabajos futuros relacionados al tema de análisis de estabilidad empleando la técnica de análisis modal.

Referencias. Esta sección contiene información de libros, publicaciones, artículos, así como páginas de la red, que se consultan para esta investigación.

Apéndice A. Se presentan con una descripción más detallada las linealizaciones de los modelos de segundo orden y sexto orden del VFT, posteriormente se muestra en modelo de estado el VFT con el regulador de potencia regulador de velocidad.

Apéndice B. Se muestra el código realizado para el eigenanálisis del VFT, este código esta hecho en Matlab® R2014a y se usa la función “eig”, la función principal basada en el algoritmo QR para obtener los eigenvalores.

Apéndice C. Se presentan los parámetros de los diferentes sistemas de potencia usados en esta investigación.

Apéndice D. Se presentan los parámetros del VFT ingresados a las simulaciones en PSS®E, así como de los controles que posee este modelo interno. Además del control ESDC1A.

1.9 Publicaciones

D. I. Orozco García y D. Olgún. “Estudio de Estabilidad Angular ante Pequeños Disturbios de Sistemas Interconectados a través de un Transformador de Frecuencia Variable”. *8º Congreso Internacional de Ingeniería Electromecánica y de Sistemas*, Instituto Politécnico Nacional, México, Ciudad de México, Octubre 2016.

CAPÍTULO 2

ESTABILIDAD ANGULAR DE PEQUEÑAS SEÑALES

2.1 Introducción

Los sistemas de energía se someten a una amplia gama de perturbaciones, pequeñas y grandes. Pequeñas perturbaciones en forma de cambios de carga pueden producirse continuamente; por lo tanto el sistema debe ser capaz de adaptarse a las condiciones cambiantes y operar de manera satisfactoria [7]. En este capítulo se presentan los conceptos de estabilidad y la clasificación de esta, y una breve descripción del análisis modal.

2.2 Conceptos y definiciones

Si la frecuencia eléctrica promedio de cada una de las máquinas síncronas del sistema se encuentra a la frecuencia del nodo de la red de corriente alterna a la cual están conectadas se dice que un SEP opera en sincronismo [31], [32].

2.2.1 Definición de Estabilidad de los Sistemas Eléctricos de Potencia

Definición de Estabilidad. Es la habilidad del Sistema de Potencia Eléctrico en una condición de operación inicial dada, de recuperar su estado de equilibrio de operación después de haber sido sometido a una perturbación física, con la mayoría de las variables del sistema delimitadas de modo que prácticamente todo el sistema permanezca intacto [1] [7] [33].

2.2.2 Clasificación de estabilidad

Para facilitar el diseño de medidas de control adecuadas para resolver los diferentes tipos de inestabilidades que se presentan por naturaleza del sistema, se deben clasificar según el *fenómeno dominante* que inicia la *inestabilidad* el cual puede ser angular, de frecuencia o de voltaje [33]. La clasificación de la estabilidad del sistema de potencia propuesta por el comité del CIGRE y el IEEE [7]; se basa en las siguientes consideraciones:

- La naturaleza física del modo resultante de inestabilidad indica la variable del sistema principal en la cual la inestabilidad puede ser observada.
- El tamaño de la perturbación considerada, lo que influye en el método de cálculo y la predicción de la estabilidad.
- El lapso de tiempo debe ser considerado con el fin de evaluar la estabilidad.

En la figura 5 se observa la clasificación y sus subcategorías abordando el problema de estabilidad de un SEP; esta es una adaptación un poco más descriptiva [7].

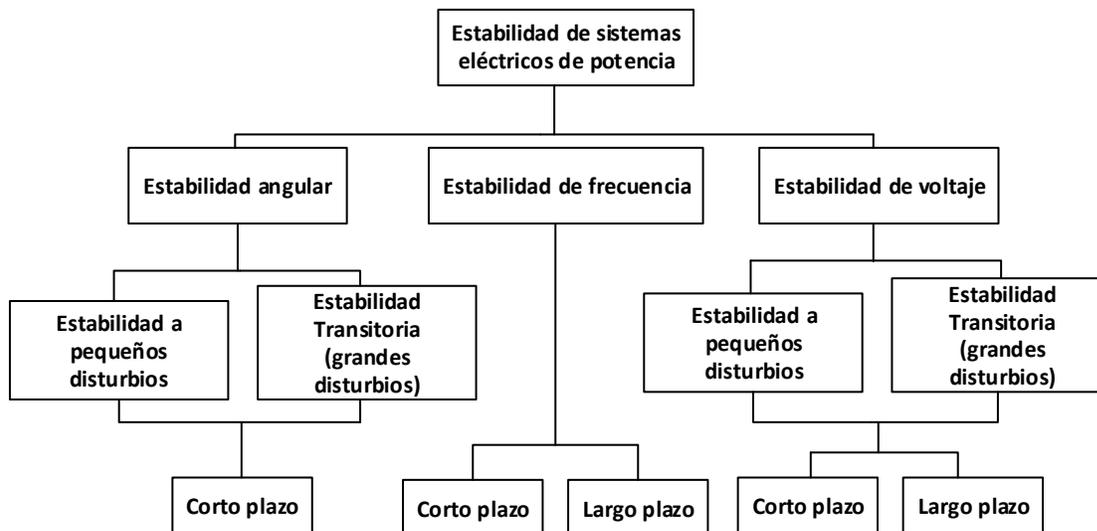


Figura 5. Clasificación de estabilidad [7]

Cabe mencionar que este trabajo de investigación se encentra dentro de la primer rama, estabilidad angular.

Estabilidad angular del rotor. Se refiere a la habilidad de las máquinas síncronas que se encuentran interconectadas en el SEP para permanecer en sincronismo después de haber sido sujetas a un disturbio. Esto depende en la habilidad de permanecer o regresar al punto de equilibrio entre el par electromagnético y el par mecánico de cada una de las máquinas síncronas conectadas en el

sistema. La inestabilidad que pueda resultar se produce en forma de oscilaciones angulares crecientes, de algunos generadores que conducen a la pérdida de su sincronismo con respecto a otros generadores [7], [33].

La estabilidad angular del rotor se presenta con dos subcategorías

- Estabilidad ante pequeños disturbios
- Estabilidad transitoria

De las cuales la definición de la primera es esencial en esta investigación y es la siguiente:

La estabilidad angular del rotor ante una Pequeña perturbación (o de pequeña señal) se refiere a la capacidad del sistema de potencia para mantener sincronismo bajo perturbaciones pequeñas. Las perturbaciones se consideran que son suficientemente pequeñas que la linealización del sistema de ecuaciones es permisible para los propósitos de análisis [7].

Para los análisis de estabilidad en pequeñas señales se depende del estado de operación inicial del sistema; la inestabilidad puede resultar de dos formas:

1. Incrementando el ángulo del rotor a través de un modo aperiódico debido a la falta de par de sincronización.
2. Incrementando las oscilaciones del rotor aumentando la amplitud debido a la falta de suficiente amortiguamiento.

Hoy en día en los sistemas de potencia, el problema de estabilidad angular del rotor a pequeños disturbios es usualmente asociado con insuficiente amortiguamiento en las oscilaciones. El problema de inestabilidad aperiódica ha sido grandemente eliminado por el uso de forma continua de reguladores de voltaje en el generador; sin embargo este problema puede aún aparecer cuando los generadores operan con constante excitación cuando son sometidos a las acciones de los limitadores de excitación [1] [7] [33].

Problemas de estabilidad del ángulo del rotor pueden ser en su naturaleza locales o globales. Problemas locales envuelven a pequeñas partes del sistema de potencia, y son usualmente asociados con las oscilaciones del ángulo del rotor de una planta de potencia contra el resto del sistema de potencia; tales oscilaciones son llamadas “modos de oscilación de planta locales”.

La estabilidad (amortiguamiento) de esas oscilaciones depende en la intensidad del sistema de transmisión dado por la potencia de salida de la planta, así como los sistemas de control de excitación del generador [7].

Problemas globales son causados por interacciones entre grandes grupos de generadores y tienen efectos generalizados. Estos problemas envuelven oscilaciones de un grupo de generadores en un área contra oscilaciones de un grupo de generadores en otra área. Tales oscilaciones son llamadas “modos de oscilación interárea”. La característica de la carga en particular tiene un importante efecto sobre la estabilidad de los modos inter área.

El marco de tiempo de interés en los estudios de estabilidad de pequeña perturbación es de orden de 10 a 20 segundos después de un disturbio [7].

De esta manera se presentaron las clasificaciones de la estabilidad de potencia; dicha descripción se realiza con el objetivo de una comprensión del fenómeno estudiado

2.3 Uso del sistema lineal (Linealización)

La característica que distingue a los sistemas no lineales es bastante simple y es que el principio de superposición no se puede aplicar en ellos. En ocasiones los procedimientos para obtener una solución a los sistemas no lineales y hallar una solución a ellos resulta complicado, a causa de esto con frecuencia es necesario obtener un modelo lineal alrededor de una condición de operación. Ya cuando se aproxima un modelo no lineal mediante un modelo matemático lineal, se tienen que usar términos lineales para propósitos de análisis y diseño [34], [35], [36].

Por otra parte hay ocasiones donde no es necesaria una exactitud tan extrema, y es preferible utilizar un modelo razonablemente simplificado, además de esto es preferible realizar pruebas con modelos simplificados y conforme a obtener resultados satisfactorios se debe ir utilizando un modelo más exacto, o bien más detallado y que se asemeje lo más posible a la estructura del componente y así obtener una análisis más completo. Cuando se quiere resolver problemas nuevos usualmente es conveniente hacer uso de un modelo simplificado, y así obtener una idea generalizada de la respuesta y tendencia de la solución al problema.

Cuando se desarrolla una linealización de un sistema, se hace delimitando las desviaciones de las variables a valores muy pequeños y así obtener un modelo lineal. En ocasiones los modelos lineales se diseñan para mantenerse lo más cerca posibles a ciertas condiciones de operación o bien como lo denominan muchos su estado de equilibrio [34], [36]; es importante este proceso de linealización porque a través de un modelo como este es posible aplicar métodos de análisis, los cuales surtirán de información acerca del comportamiento del sistema no lineal.

2.3.1 Linealización alrededor de un punto

El comportamiento de un sistema dinámico tales como los sistemas de potencia pueden ser descritos por la ecuación (2.3.1) usando notación de vectores

$$\dot{\mathbf{x}} = \mathbf{f}(\mathbf{x}, \mathbf{u}, t) \quad (2.3.1)$$

Donde:

$$\mathbf{x} = \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \\ \vdots \\ x_n \end{bmatrix} \quad \mathbf{u} = \begin{bmatrix} u_1 \\ u_2 \\ \vdots \\ u_n \end{bmatrix} \quad \mathbf{f} = \begin{bmatrix} f_1 \\ f_2 \\ \vdots \\ f_n \end{bmatrix}$$

Donde la columna \mathbf{x} es un vector de estados, el vector \mathbf{u} son las entradas del sistema, \mathbf{f} las ecuaciones ordinarias diferenciales no lineales, el tiempo es denotado por t y $\dot{\mathbf{x}}$ la derivada de \mathbf{x} con respecto al tiempo.

Ahora bien si las derivadas de las variables de estado no son funciones explícitas del tiempo se tiene:

$$\dot{\mathbf{x}} = \mathbf{f}(\mathbf{x}, \mathbf{u}) \quad (2.3.2)$$

De la misma forma las variables de salida están dadas por:

$$\mathbf{y} = \mathbf{g}(\mathbf{x}, \mathbf{u}) \quad (2.3.3)$$

A continuación se describe el procedimiento para linealizar la ecuación (2.3.2). Se deja \mathbf{x}_0 para ser el vector de estado inicial y \mathbf{u}_0 como el vector de entradas correspondiente al punto de equilibrio [33] se tiene:

$$\dot{\mathbf{x}}_0 = \mathbf{f}(\mathbf{x}_0, \mathbf{u}_0) = \mathbf{0} \quad (2.3.4)$$

Se perturba el sistema dejándolo como:

$$\mathbf{x} = \mathbf{x}_0 + \Delta \mathbf{x}; \quad \mathbf{u} = \mathbf{u}_0 + \mathbf{u}\Delta \quad (2.3.5)$$

Donde el prefijo Δ significa incremento o pequeña desviación. Por lo tanto el nuevo estado debe satisfacer la ecuación (2.3.2)

$$\begin{aligned}\dot{\mathbf{x}} &= \dot{\mathbf{x}}_0 + \Delta \dot{\mathbf{x}} \\ &= \mathbf{f}[(\mathbf{x}_0 + \Delta \mathbf{x}), (\mathbf{u}_0 + \mathbf{u}\Delta)]\end{aligned}\quad (2.3.6)$$

Como las perturbaciones son asumidas para ser pequeñas, las funciones no lineales $\mathbf{f}(\mathbf{x}, \mathbf{u})$ pueden ser expresadas en términos como expansiones de series de Taylor, [33], [34], [35]. Despreciando los términos de segundo orden en adelante se tiene:

$$\begin{aligned}\dot{x}_i &= \dot{x}_{i0} + \Delta \dot{x}_i = f_i[(\mathbf{x}_0 + \Delta \mathbf{x}), (\mathbf{u}_0 + \mathbf{u}\Delta)] \\ &= f_i(x_0, u_0) + \frac{\partial f_i}{\partial x_1} \Delta x_1 + \dots + \frac{\partial f_i}{\partial x_n} \Delta x_n + \frac{\partial f_i}{\partial u_1} \Delta u_1 + \dots + \frac{\partial f_i}{\partial u_r} \Delta u_r\end{aligned}\quad (2.3.7)$$

Ya que $\dot{x}_{i0} = f_i(x_0, u_0)$ se obtiene:

$$\Delta \dot{x}_i = \frac{\partial f_i}{\partial x_1} \Delta x_1 + \dots + \frac{\partial f_i}{\partial x_n} \Delta x_n + \frac{\partial f_i}{\partial u_1} \Delta u_1 + \dots + \frac{\partial f_i}{\partial u_r} \Delta u_r\quad (2.3.8)$$

Con $i = 1, 2, \dots, n$. De la misma manera para los vectores de salida:

$$\Delta y_j = \frac{\partial g_j}{\partial x_1} \Delta x_1 + \dots + \frac{\partial g_j}{\partial x_n} \Delta x_n + \frac{\partial g_j}{\partial u_1} \Delta u_1 + \dots + \frac{\partial g_j}{\partial u_r} \Delta u_r\quad (2.3.9)$$

Con $j = 1, 2, \dots, m$. Por lo tanto la linealización del sistema de ecuaciones (2.3.2) y (2.3.3) queda de la siguiente manera [33], [34], [36].

$$\begin{aligned}\Delta \dot{\mathbf{x}} &= \mathbf{A}\Delta \mathbf{x} + \mathbf{B}\Delta \mathbf{u} \\ \Delta \mathbf{y} &= \mathbf{C}\Delta \mathbf{x} + \mathbf{D}\Delta \mathbf{u}\end{aligned}\quad (2.3.10)$$

Donde:

- $\Delta \mathbf{x}$ Es el vector de estados en dimensión n
- $\Delta \mathbf{y}$ Es el vector de salidas de dimensión m
- $\Delta \mathbf{u}$ Es el vector de entradas de dimensión r
- \mathbf{A} Es la matriz de estado de tamaño $n \times n$
- \mathbf{B} Es la matriz de entradas de tamaño $n \times r$
- \mathbf{C} Es la matriz de salidas de tamaño $m \times n$
- \mathbf{D} Es la matriz de retroalimentación de tamaño $m \times r$

Las propiedades dinámicas del sistema descrito en la formula (2.3.10) son establecidos desde la naturaleza de los eigenvalores de la matriz A [1] [33].

El punto de operación en reposo x_0 y las funciones $A\Delta x$ y $B\Delta u$ son diferentes para cada condición inicial [1].

2.4 Análisis modal

Para el análisis de problemas de oscilaciones mal amortiguadas que se encuentran en un sistema, es necesario el empleo de técnicas de análisis modal o bien, de técnicas de identificación modal; que ayuden a determinar la fuente y naturaleza de la producción de esas oscilaciones mal amortiguadas, y así obtener diseños de control que aumenten el amortiguamiento correspondiente y mejorar la estabilidad. [33], [37], [38], [39].

Las técnicas de análisis modal, son métodos que consisten en el cálculo de los eigenvalores y eigenvectores a partir de un modelo lineal del sistema considerando que las oscilaciones son libres; una técnica muy conocida es el *método de eigenanálisis* [40], [37], [39].

2.5 Método de eigenanálisis

Este método se basa en la elaboración de datos de los modelos para simulación obteniendo con esto un modelo de estado (sistema de ecuaciones de primer orden) donde presenta compatibilidad con estudios en el dominio del tiempo, este proporciona información cuantitativa a nivel de sistema sobre la naturaleza de los modos dominantes, permite la identificación de manera precisa del origen y naturaleza de las oscilaciones mal amortiguadas y aplica el desarrollo de medidas correctivas. El método de eigenanálisis, toma información del comportamiento del sistema durante una pequeña perturbación, a partir de la obtención de la *Matriz A característica del Sistema* [33].

2.5.1 Eigenvalores

Con la obtención de los valores propios de la matriz A , llamados también *eigenvalores*, siendo definidos como un parámetro escalar denominado lambda λ , para el cual existe una solución no trivial, que satisfaga la ecuación (2.5.1) [1], [33], [34] :

$$A\Phi = \lambda\Phi \tag{2.5.1}$$

Dónde:

A = Es una matriz $n \times n$ (Real para sistemas físicos tales como sistemas de potencia)

Φ = En un Vector $n \times 1$

Para encontrar los eigenvalores la ecuación (2.5.1) puede ser escrita en la forma:

$$(A - \lambda I)\Phi = 0 \quad (2.5.2)$$

Donde I , es la matriz identidad en la ecuación (2.5.3) y para una solución no trivial, la expresión utilizando el determinante queda como:

$$\det(A - \lambda I) = 0 \quad (2.5.3)$$

Si el sistema es de orden n , existirán n soluciones de λ ($\lambda_1, \lambda_2, \dots, \lambda_n$) que son conocidos como *eigenvalores* de A . Los eigenvalores pueden ser representados de manera real o compleja; aunque cuando llegan a ser complejos siempre se presentan en pares conjugados. En algunos sistemas los eigenvalores obtenidos son idénticos, debido a la información obtenida por la matriz A . [33], [34], [35].

2.5.2 Eigenvectores

Para cualquier eigenvalor λ_i , un vector ϕ_i n -columna que satisface la ecuación (2.5.1), es llamado *eigenvector derecho* de A asociado con el eigenvalor λ_i , por lo tanto se tiene

$$A\phi_i = \lambda_i\phi_i \quad (2.5.4)$$

Cuando $i = 1, 2, \dots, n$

El *eigenvector* ϕ_i tiene la forma:

$$\phi_i = \begin{bmatrix} \phi_{1i} \\ \phi_{2i} \\ \vdots \\ \phi_{ni} \end{bmatrix} \quad (2.5.5)$$

Si la ecuación (2.5.2), es homogénea, entonces el producto de $k\phi_i$ (donde k es escalar), es considerado como una solución del sistema. Así de manera similar, el vector de n-filas ψ_i , también satisface a la ecuación (2.5.6), teniendo:

$$\psi_i A = \lambda_i \psi_i \quad (2.5.6)$$

Donde $i = 1, 2, \dots, n$

Por lo que es llamado *eigenvector izquierdo* que a su vez se encuentran asociados con los eigenvalores λ_i de la matriz A .

Los *eigenvectores derechos e izquierdos* corresponden a diferentes eigenvalores de la matriz A , estos son ortogonales, lo cual quiere decir que si los eigenvalores λ_i no son iguales a los eigenvalores λ_j se tiene:

$$\psi_j \phi_i = 0 \quad (2.5.7)$$

Sin embargo, en caso de que los eigenvectores sean correspondientes a los mismos eigenvalores

$$\psi_i \phi_i = C_i \quad (2.5.8)$$

Donde C_i es una constante diferente de cero

Los eigenvectores son determinados solamente dentro de un multiplicador escalar, es común practicar la normalización de esos vectores así que:

$$\psi_i \phi_i = 1 \quad (2.5.9)$$

2.5.3 Matrices modales

Con el fin de expresar las eigenpropiedades de A , es conveniente introducir las matrices siguientes:

$$\Phi = [\phi_1 \ \phi_2 \ \dots \ \phi_n] \quad (2.5.10)$$

$$\Psi = [\psi_1^T \ \psi_2^T \ \dots \ \psi_n^T]^T \quad (2.5.11)$$

Λ = Matriz diagonal con los eigenvalores $\lambda_1, \lambda_2, \dots, \lambda_n$, como elementos en diagonal.

Considerando que cada matriz es de orden $n \times n$, entonces las ecuaciones (2.5.4) y (2.5.9), se expresan como:

$$A\Phi = \Phi\Lambda \quad (2.5.12)$$

$$\Psi\Phi = I \quad (2.5.13)$$

$$\Psi = \Phi^{-1} \quad (2.5.14)$$

De modo que la ecuación (2.5.12), se exprese como:

$$\Phi^{-1}A\Phi = \Lambda \quad (2.5.15)$$

2.5.4 Respuesta libre del sistema

La respuesta natural o movimiento libre del sistema representa el comportamiento del sistema en función de las condiciones iniciales, esta respuesta se refiere cuando no existe una fuerza externa de entrada o bien si es su caso de control; para esta respuesta el vector de entrada toma el valor de cero $\mathbf{u}=0$, de tal manera que la ecuación (2.3.10), se expresa como:

$$\Delta\dot{\mathbf{x}} = A\Delta\mathbf{x} \quad (2.5.16)$$

Un conjunto de ecuaciones de la forma anterior, derivadas desde las consideraciones físicas, no es a menudo el mejor medio para estudios analíticos del movimiento. El problema es que la razón de cambio de cada variable de estado es una combinación lineal de todas las variables de estado. Para eliminar esa dificultad entre las variables de estado se considera un nuevo vector de estado \mathbf{z} relacionado al vector de estado original $\Delta\mathbf{x}$ para la transformación:

$$\Delta\mathbf{x} = \Phi\mathbf{z} \quad (2.5.17)$$

Donde Φ es la matriz modal de A definida por la ecuación (2.5.10). Sustituyendo la expresión de arriba para $\Delta\mathbf{x}$ en la ecuación (2.5.16) se tiene:

$$\Phi\dot{\mathbf{z}} = A\Phi\mathbf{z} \quad (2.5.18)$$

La nueva ecuación de estado puede ser escrita como:

$$\dot{\mathbf{z}} = \Phi^{-1}A\Phi\mathbf{z} \quad (2.5.19)$$

Sustituyendo la ecuación (2.5.15) se tiene:

$$\dot{\mathbf{z}} = \Lambda \mathbf{z} \quad (2.5.20)$$

La importante diferencia entre las ecuaciones (2.5.20) y (2.5.16) es que Λ es una matriz diagonal mientras \mathbf{A} en general es no diagonal

La ecuación representa n ecuaciones desacopladas de primer orden:

$$\dot{z}_i = \lambda_i z_i \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (2.5.21)$$

La ecuación (2.5.21) es una simple ecuación diferencial de primer orden cual solución con respecto al tiempo está dado por:

$$z_i(t) = z_i(0)e^{\lambda_i t} \quad (2.5.22)$$

Donde $z_i(0)$ es el valor inicial de z_i

La respuesta en términos del vector de estados original está dado por:

$$\begin{aligned} \Delta \mathbf{x}(t) &= \Phi \mathbf{z}(t) \\ &= [\phi_1 \quad \phi_2 \quad \dots \quad \phi_n] \begin{bmatrix} z_1(t) \\ z_2(t) \\ \vdots \\ z_n(t) \end{bmatrix} \end{aligned} \quad (2.5.23)$$

La cual en vista de la ecuación (2.5.22) implica que:

$$\Delta \mathbf{x}(t) = \sum_{i=1}^n \phi_i z_i(0) e^{\lambda_i t} \quad (2.5.24)$$

Desde la ecuación (2.5.23) se tiene:

$$\begin{aligned} z_i(t) &= \Phi^{-1} \Delta \mathbf{x}(t) \\ &= \Psi \Delta \mathbf{x}(t) \end{aligned} \quad (2.5.25)$$

Esto implica que:

$$z_i(t) = \psi_i \Delta \mathbf{x}(t) \quad (2.5.26)$$

Con $t = 0$

$$z_i(0) = \psi_i \Delta x(0) \quad (2.5.27)$$

Usando c_i para denotar el producto escalar $\psi_i \Delta x(0)$ la ecuación (2.5.24) se escribe como:

$$\Delta x(t) = \sum_{i=0}^n \phi_i c_i e^{\lambda_i t} \quad (2.5.28)$$

Donde es la solución para la respuesta libre del sistema En otras palabras el tiempo de respuesta de i -ésima variable de estado está dada por:

$$\Delta x_i(t) = \phi_{i1} c_1 e^{\lambda_1 t} + \phi_{i2} c_2 e^{\lambda_2 t} + \dots + \phi_{in} c_n e^{\lambda_n t} \quad (2.5.29)$$

Así pues la respuesta libre está dada por la ecuación (2.5.29), la cual es una *combinación lineal de n modos dinámicos* correspondientes a los eigenvalores n de la matriz de estado.

El producto escalar $c_i = \psi_i \Delta x(0)$ representa la *magnitud de excitación* del i -ésimo modo resultante desde la condición inicial. Si el vector representando las condiciones iniciales no es un eigenvector, este puede ser representado por una combinación lineal de n eigenvectores.

La respuesta libre del sistema, depende de tres factores principalmente que son:

- Determinación de la razón de aumento o decremento de la respuesta en función de los eigenvalores.
- Determinación de la forma de la respuesta en función de los eigenvalores.
- Determinación del grado en que cada modo participa en la respuesta libre del sistema dado por las condiciones iniciales, esto puede verse en los factores de participación.

2.5.5 Estabilidad del eigenvalor

La ecuación (2.5.18), que representa la respuesta libre; donde la característica dependiente del tiempo de un modo corresponde a un eigenvalor λ_i , y se encuentra dada por la expresión de $e^{\lambda_i t}$. Esta expresión está directamente relacionada con el comportamiento de estabilidad del sistema [33], [37], [38]. Algunas formas de los eigenvalores que se pueden obtener de la matriz característica son:

- Eigenvalores solo con parte real, representan a un modo no oscilatorio en el sistema.
- Eigenvalores con parte real negativa, representan un modo decayendo.
- Eigenvalores con parte real positiva, representa estabilidad no periódica.
- Eigenvalores complejos, se representan en pares conjugados donde cada par corresponde a un modo oscilatorio.

Valores complejos apropiados para hacer las entradas de $x(t)$ real en cada instante de tiempo. Por ejemplo

$$(a + jb)e^{(\sigma - j\omega)t} + (a - jb)e^{(\sigma + j\omega)t} \quad (2.5.30)$$

Tiene la forma:

$$e^{\sigma t} \sin(\omega t + \theta) \quad (2.5.31)$$

El cual representa un amortiguamiento sinusoidal para un σ negativo

La componente real del eigenvalor corresponde al *factor de amortiguamiento* de ese modo, mientras que la componente imaginaria corresponde a la *frecuencia de oscilación* del sistema, de tal manera que la representación de un eigenvalor en función de su amortiguamiento y frecuencia es:

$$\lambda = \sigma \pm j\omega \quad (2.5.32)$$

La *frecuencia de oscilación amortiguada* en Hertz está dada como:

$$f = \frac{\omega}{2\pi} \quad (2.5.33)$$

Y la *razón de amortiguamiento* se expresa en la ecuación (2.5.21), que representa la razón del decaimiento de la amplitud de la oscilación del eigenvalor.

$$\xi = \frac{-\sigma}{\sqrt{\sigma^2 + \omega^2}} \quad (2.5.34)$$

2.6 Formas modales

Como se observa en la ecuación (2.5.18) movimiento libre del sistema la cual queda representada la respuesta en función de los eigenvalores y eigenvectores, por lo que se puede identificar la forma oscilatoria de la respuesta a través de estos [34] [35] [37] [41].

Por lo tanto la forma del modo se encuentra dada por el comportamiento del eigenvector derecho incluso cuando un modo es excitado, indica da la actividad relativa de las variables de estado involucradas o bien el grado de actividad de dicha variable. En la ecuación (2.5.18) si se calcula el valor de los ángulos para cada forma modal, proporciona los desplazamientos de fase para cada una de las variables de estado con respecto al modo de análisis. Con el eigenvector izquierdo del eigenvalor correspondiente, ayuda a identificar la combinación de las variables de estado originales, mostradas en el modo en cuestión [33], [41].

2.6.1 Factores de participación

Para identificar que variables de estado son las involucradas en un modo oscilatorio es necesario obtener una nueva matriz. La participación de los modos del sistema en la formación de la respuesta en el tiempo, puede obtenerse por la interpolación de la ecuación de la respuesta de los estados del sistema. Por medio de una matriz de participación (P), la cual combina eigenvectores derechos y eigenvectores izquierdos de cada modo del sistema, éstas son cantidades complejas adimensionales que proporcionan información sobre el comportamiento de un sistema dinámico y de las variables específicas involucradas [34], [41] [42].

$$P = [p_1 \quad p_2 \quad \dots \quad p_n] \quad (2.6.1)$$

Para un sistema de orden n , la matriz de participación es:

$$P = \begin{bmatrix} \Phi_{1i} \Psi_{i1} \\ \Phi_{2i} \Psi_{i2} \\ \vdots \\ \Phi_{ni} \Psi_{in} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P_{11} & P_{12} & \dots & P_{1n} \\ P_{12} & \vdots & \vdots & \vdots \\ P_{n1} & \vdots & \vdots & \vdots \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P_{1i} \\ P_{2i} \\ \vdots \end{bmatrix} \quad (2.6.2)$$

Dónde:

φ_{ki} = Elemento de renglón k ésimo y la columna i ésima de la matriz modal Φ . Entrada k ésima de Φ_i .

Ψ_{ik} = Elemento de renglón i ésimo y la columna k ésimo de la matriz modal Ψ . Entrada k ésima de Ψ_i .

El elemento $p_{ki} = \Phi_{ki} \Psi_{ik}$ es llamado *factor de participación*. Definido como una medida de la participación relativa de la k ésima variable de estado en el k ésimo modo y viceversa. Donde Φ_{ki} mide la actividad en el modo y la Ψ_{ik} muestra la contribución de esta actividad en el modo [33].

2.7 Sensibilidad de eigenvalores

Se conoce que los eigenvalores de la matriz característica proporcionan información acerca del comportamiento oscilatorio del sistema en un caso de condición de operación específico; por otra parte si los eigenvalores son obtenidos en función de la variación de los parámetros del sistema, como es el caso de las resistencias y reactancias tanto de rotor como de estator, además de la reactancia de magnetización y las ganancias de los controles. Se tiene un análisis de sensibilidad de eigenvalores que establece las condiciones de estabilidad de sistema en base al comportamiento de la variación de sus parámetros, donde éstas variaciones, se pueden dar por condiciones ambientales a las que se encuentre trabajando el sistema como es el caso de las máquinas rotatorias o bien por condiciones de las operaciones a las que el sistema tenga que apoyarse de otros dispositivos para cumplir con su operación como es la compensación serie o paralelo (bancos de capacitadores) o variación de la carga [33] [43].

El análisis de sensibilidad de eigenvalores, se basa en el comportamiento de estos valores con respecto a la variación de los primeros parámetros del sistema [33] [42], expresados como:

$$\frac{\partial \lambda_i}{\partial a_{kj}} = \frac{\left(\left(\Psi_i \frac{\partial A}{\partial a_{kj}} \right) \Phi_j \right)}{(\Psi_i \Phi_i)} \xi_0 \quad (2.7.1)$$

Dónde:

A = Matriz característica del sistema.

λ_i = El i ésimo eigenvalor de la matriz A .

Φ_i = Eigenvector derecho correspondiente de λ_i .

Ψ_i = Eigenvector izquierdo correspondiente de λ_i .

ξ_i = Parámetros del sistema.

ξ_0 = Valor nominal de los Parámetros del sistema.

Por lo tanto la sensibilidad de los eigenvalores λ_i para los elementos a_{kj} de la matriz de estado es igual al producto de los elementos eigenvectores izquierdos Ψ_i y eigenvectores derechos Φ_i .

$$\frac{\partial \lambda_i}{\partial a_{kj}} = \Psi_{ik} \Phi_{ji} \quad (2.7.2)$$

2.8 Clasificación de las oscilaciones en sistemas de potencia

Durante muchos años las oscilaciones observadas como problemáticas en los sistemas de potencia fueron asociados con un solo generador, o bien un grupo conectados al mismo nodo. Algunas oscilaciones de baja frecuencia inestables fueron observadas cuando grandes sistemas eran conectados por líneas relativamente débiles, posteriormente métodos de control fueron usados para estabilizar la interconexión de los sistemas [44], [45].

Este análisis consiste en estudiar la forma en que interactúan los generadores ante un control de flujo presente con un modelo dinámico representado con una máquina rotatoria, e identificar los diferentes modos de oscilación presentes en el sistema eléctrico así como los modos torsionales, de forma que se podría presentar problemas de resonancia subsíncrona. (Fenómeno de inestabilidad en redes eléctricas que produce oscilaciones de frecuencia inferior a la de sincronismo.) [46]

2.9 Naturaleza de las oscilaciones electromecánicas.

Las oscilaciones se encuentran clasificadas por un rango y es importante identificar qué tipo es y a que se debe dicha oscilación, esto se hace a través del cálculo de “frecuencia de oscilación” vista en la ecuación (2.5.20). Que proporciona la mejor indicación del tipo de oscilación que está ocurriendo. Además las oscilaciones de un sistema eléctrico deben ser estudiadas al aplicar sistemas de control de excitación. Los tipos de oscilación están dados por [46], [47]:

- Oscilaciones de modo local.
- Oscilaciones de modo interárea.
- Oscilaciones de modo de control.
- Oscilaciones de modo torsional.

2.9.1 Oscilaciones de modo local

Los problemas de oscilaciones del modo de planta locales son las observadas con mayor frecuencia entre los mostrados anteriores, y están asociados con unidades en una estación de generación de oscilación con respecto al resto del sistema de potencia. Tales problemas son causados generalmente por la acción de los RAV (Regulador Automático de Voltaje) de las unidades generadoras que funcionan a alta salida y la alimentación en las redes de transmisión débiles. Las oscilaciones de plantas locales tienen típicamente frecuencias naturales en el intervalo de 0.7 a 2 Hz. Sus características son bien conocidas y su amortiguación adecuada se puede lograr fácilmente mediante el uso del control adicional de los sistemas de excitación en forma de PSS (Sistema Estabilizador de Potencia) [47] [44].

2.9.2 Oscilaciones de modo interárea

Estas oscilaciones llamadas como modos Interárea usualmente están asociados con máquinas en una parte del sistema oscilando contra otro grupo de máquinas en otra parte del sistema. Estos modos son causados por dos o más grupos de máquinas estrechamente acoplados siendo interconectadas por lazos débiles. La frecuencia natural de éstas oscilaciones está típicamente en el intervalo de 0.1 a 0.7 Hz. Por otra parte en estos modos de oscilación no interviene de gran manera los gobernadores de velocidad pero si no se encuentran bien sintonizados puedes reducir el amortiguamiento de la oscilación. Las características de los modos de oscilación Interárea son complejos y en algunos aspectos difieren significativamente de las características de los modos de plantas locales [46], [47]

2.9.3 Oscilaciones de modos de control ó inter-unidad

Estas oscilaciones involucran dos ó más máquinas las cuales se deben encontrar oscilando una contra de otra, están clasificadas en un rango de 1.5 a 3 Hz.

Por otra parte también son asociados con los controles de las unidades generadoras y otros equipos. Las razones de esto es dado a que los sistemas de control mal sintonizados llámense sistemas de excitación, o compensadores estáticos de Vars y convertidores HVDC son usualmente las causas de la inestabilidad de este tipo de oscilación. No esta demás mencionar que a veces resulta difícil sintonizar los controles para obtener un amortiguamiento adecuado en todos los nodos [33], [46].

2.9.4 Oscilaciones de modos torsionales

Las oscilaciones de modo torsional están asociadas con los componentes mecánicos rotacionales de un turbo-generador o bien con la dinámica de la flecha del sistema turbo generador. De la misma forma que los modos de control estos se presentan por lo regular debido a las interacciones entre la unidad de generación y los controles del primo-motor (controles de excitación, gobernadores de velocidad), así como controles de HVDC entre otros [33], [46], [48].

Éstas involucran movimiento angular relativo de los elementos rotatorios de una unidad generadora, con las frecuencias fluctuando entre 4 y 59 Hz. [46].

La habilidad de un sistema de excitación para generar éstas oscilaciones será mayor, debido a que estos sistemas son una fuente de amortiguamiento negativo en cualquiera de las frecuencias naturales torsionales y podrían desestabilizar uno ó más modos torsionales. Si el sistema de excitación tiene altas ganancias y constantes de tiempo muy pequeñas, las oscilaciones pueden crecer rápidamente hasta causar daño por fatiga en los ejes [46].

Observaciones importantes sobre las oscilaciones de sistemas de potencia:

- Las oscilaciones se deben a los modos naturales del sistema y por lo tanto no pueden ser eliminados, sin embargo es posible modificar o alterar su amortiguamiento y frecuencia.
- Conforme va creciendo la red eléctrica y el sistema, la frecuencia y amortiguamiento existentes cambian a otros valores y surgen nuevos modos oscilatorios.
- La principal fuente de amortiguamiento negativo se encuentra ligado a los sistemas de control, específicamente a los reguladores automáticos de voltaje.
- Las oscilaciones interárea son asociadas con enlaces de transmisión débil y transferencias de energía pesados.
- Las oscilaciones interárea suelen incluir más de una unidad y pueden requerir la cooperación de todos para llegar a la solución más eficaz y económica.
- Los sistemas estabilizadores de potencia (PSS) son los más comúnmente usados para mejorar el amortiguamiento de los modos interárea.

Este estudio de modos de oscilación a través de los eigenvalores es de gran utilidad para reducir al mínimo la probabilidad de oscilaciones mal amortiguadas [48]

Se muestra un ejemplo en la figura 6 que presenta los resultados de frecuencia de cada modo de un sistema que ha sido analizado. En él es fácil identificar la estabilidad del sistema en todos los modos (exhibidos por círculos) se encuentran en el semiplano izquierdo. Si existieran modos inestables se localizarían en el semiplano derecho imaginario. Así pues es fácil detectar el grado de estabilidad, en cuanto más lejos está el plano imaginario de cada modo, más estable es el sistema y viceversa si más cerca está el modo del plano imaginario, es más cerca de ser inestable. También la colocación de cada modo da información sobre el amortiguamiento de esa oscilación, por lo tanto cuanto más lejos este el modo del eje imaginario (la pendiente es menos pronunciada

con respecto al punto de origen) mayor será el amortiguamiento de ese modo. Y a la inversa, cuanto más cerca este el modo imaginario (la pendiente más pronunciada con respecto al punto de origen) más lento será el amortiguamiento del modo en particular [49].

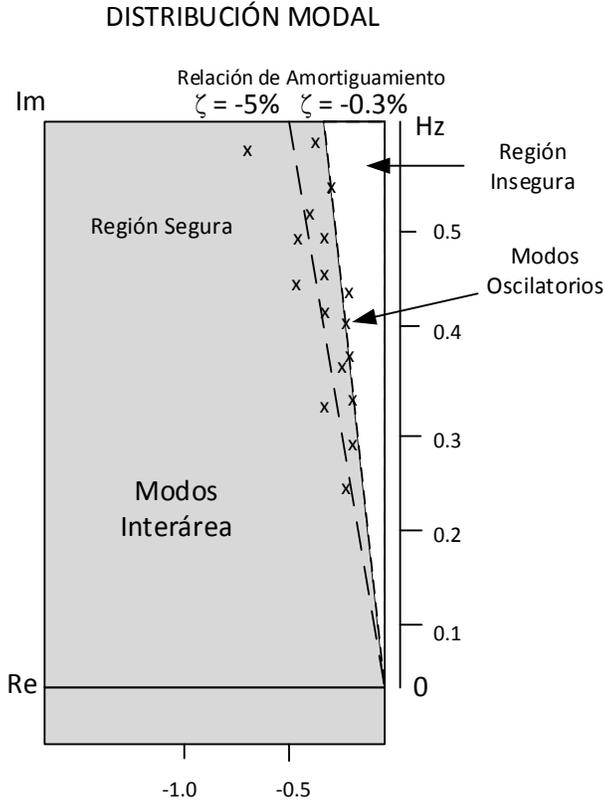


Figura 6. Distribución de los modos [49]

La región donde se puede considerar un punto de operación seguro se restringe al establecer criterios de seguridad específicos, de estos por lo regular son valores mínimos de amortiguamiento como $\zeta = 3\%$ y 5% estos valores están señalados por las pendientes en la figura 6.

CAPÍTULO 3

MODELO DEL VFT Y PRUEBAS ENTRE DOS NODOS SÍNCRONOS

3.1 Introducción

La propiedad más importante de los sistemas lineales consiste en que se les puede aplicar el principio de superposición. Este principio establece que la respuesta producida por la aplicación simultánea de dos diferentes entradas diferentes o dos funciones de excitación, es la suma de dos respuestas individuales [34], [35]. En esta sección se presentan los modelos del VFT lineales y no lineales estos últimos usados en el capítulo 4, además de una breve descripción de los componentes que lo forman físicamente, seguido de una configuración con la que es instalado en Laredo, Texas.

Posteriormente se presentan los modelos con sus respectivos controles, el VFT utiliza un regulador de potencia de lazo cerrado esto es para mantener constante la transferencia de potencia la cual será definida por el operador [3], [4]; seguido de un regulador de velocidad y un regulador de frecuencias.

3.2 Concepto de Transformador de Frecuencia Variable

La tecnología que conforma este elemento es básicamente un transformador rotatorio el cual puede ser representado como una máquina de inducción con rotor devanado doblemente alimentado (WRIM), donde las dos redes eléctricas separadas son conectadas al devanado del estator y el devanado del rotor, respectivamente; estos devanados trifásicos en rotor y estator pueden operar a un ángulo de fase ajustable [9].

Se observa en la figura 7 como se ve físicamente el VFT; en la parte superior se encuentra el sistema colector este conduce la corriente entre el devanado trifásico del rotor y la red estacionario del estator, además permite al rotor girar libremente [10], [23]. El colector comprende un cepillo de carbón convencional y tecnología de anillos deslizantes de cobre [50].

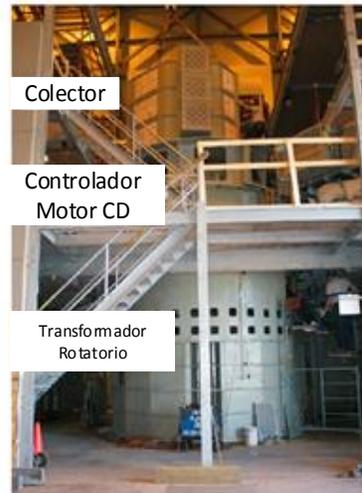


Figura 7. Estructura del VFT, fotografía de Langlois [3]

Se pueden observar en la figura 8 los devanados internos de la máquina rotatoria; ambos devanados trifásicos están conectados a los dos SEP, por una parte el devanado trifásico del rotor se encuentra conectado a una primera red eléctrica y el devanado trifásico del estator a una segunda red. Para una transferencia de potencia es necesario conocer una magnitud de cambio de fase, la cual la determinara la red de eléctrica y con la impedancia del VFT; además de esto es necesario aplicar un par al rotor, el sentido de la aplicación del par definirá la dirección del flujo de potencia, de esta manera si el par es aplicado al rotor en determinado sentido el flujo de potencia será del devanado del estator al devanado del rotor, y si se aplica el par en sentido opuesto, el flujo que atravesara será desde el devanado del roto al devanado del estator [3], [9].

La energía eléctrica se intercambia entre las dos redes por acoplamiento magnético a través del entrehierro del VFT y ambos están aislados eléctricamente [16].

La Potencia transferida a través del transformador rotatorio es a base del par aplicado al rotor. Por una parte si el par es empleado en una dirección, la dirección del flujo de potencia estará dado del devanado del estator al devanado del rotor. Ahora bien si el par es aplicado en sentido opuesto, el sentido de flujo de potencia tomara la dirección opuesta del devanado del rotor al devanado del estator. Hay una tercera opción si no hay aplicación de ningún par, no existe alguna transferencia de potencia a través de este [4], [51], [17].

El par aplicado al rotor es a través de un motor de accionamiento de corriente directa, este a su vez es controlado por la variable de velocidad del sistema [3], [4].

Posteriormente se encuentra el regulador de potencia, este regulador está formado por un lazo cerrado para mantener la transferencia de potencia a un nivel que sea indicado por el operador [3], [16]. Cuando se presenta una diferencia entre la entrada y la salida se denomina función de error, esta función de error dará un ajuste al par motor [10], [52].



Figura 8. Estructura interna del VFT, fotografía de Langlois [53].

Una característica del VFT es proveer potencia activa entre estos dos sistemas asíncronos distintos, que normalmente son sistemas de 60 Hz, pero podría temporalmente operar en los extremos de 58 a 61 Hz [19]. En el caso de la conexión de ERCOT con CFE lo que viene siendo el rotor del transformador se encuentra conectado a la red de CFE y la parte del estator se encuentra conectada a la red de ERCOT. Sin embargo, si la red eléctrica en un lado experimenta alguna perturbación que causa una variación en la frecuencia, el VFT girara a una velocidad proporcional a la diferencia de frecuencia entre las dos redes de energía, a pesar de esto el flujo de potencia activa a través del transformador se debe mantener constante. Este dispositivo fue diseñado para que continuamente se encuentre transmitiendo energía a pesar de tener una pequeña variación en la frecuencia entre ambas redes eléctricas conectadas [9] [16] [51] [54].

Cuando las dos redes del VFT se encuentran a la misma frecuencia su velocidad de operación es cero; por lo que el sistema de tracción está diseñado para producir continuamente el par a este punto se le llama punto muerto. Ahora bien si en un lado la red experimenta alguna perturbación que cause una variación en la frecuencia, el rotor girara a una velocidad proporcional a la

diferencia de frecuencia entre las dos redes eléctricas y durante esta operación se mantiene el flujo de potencia impuesta por el usuario desde un inicio [4] [6] [54].

Por otra parte los sistemas asíncronos de Quebec (Canadá) y los Estados Unidos, tiene una desviación de frecuencia entre ambos sistemas que corresponde a 0.4 [Hz] ($f1 = 60.2$ [Hz] $f2 = 59.8$ [Hz]), como la velocidad de rotación del rotor en estado permanente reportada es de 2.4 [rpm], y esta es inversamente proporcional a NP (número de polos de la máquina). El número de polos del VFT es de 20 polos. Al comparar los valores nominales típicos de la velocidad de una máquina de inducción (3600, 1800 [rpm]), contra las 2.4 [rpm] del VFT y 12 [rpm] (velocidad reportada del VFT con transmisión de potencia de 1[pu]) son velocidades muy bajas [3] [4].

3.3 Diseño del VFT

3.3.1 Descripción física de los componentes

La figura 9. Muestra un diagrama simplificado de los elementos que conforman esta tecnología, este diagrama simplificado de una línea es el VFT de Laredo y sus elementos son los siguientes [9] [55]:

- Posee un motor de corriente directa de 3000 HP para la ejecución del par al rotor. La ventaja de usar un motor de CD para esta acción es que ofrece un correcto ángulo y un engranaje paralelo al eje del motor.
- Un transformador rotatorio de 100 MVA a una a tensión nominal de 17 kV, por ambos lados.
- Cuatro condensadores en derivación de 25 Mvar
- Dos transformadores, conectado uno en cada costado a una tensión de 120/17 Kv.

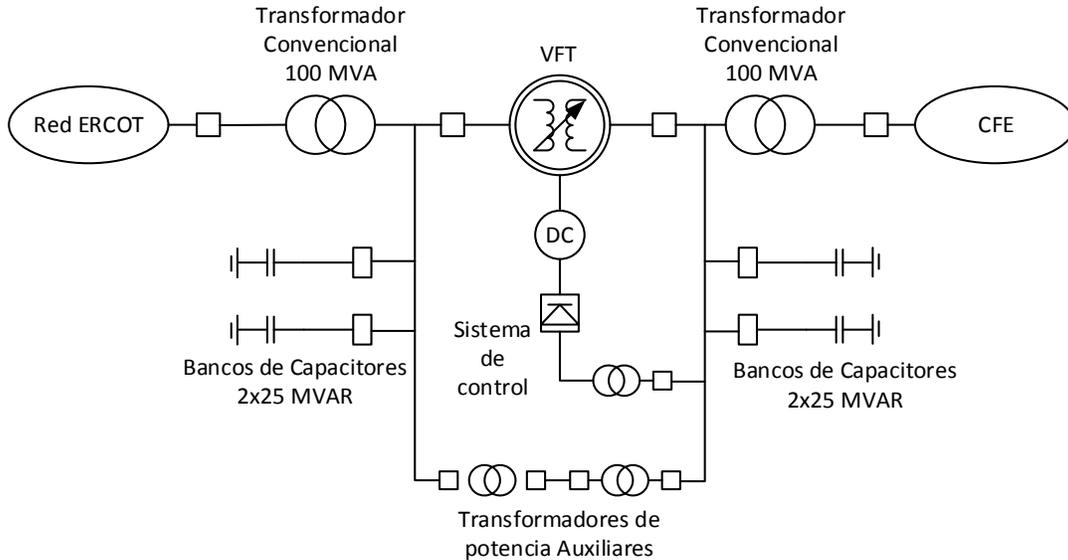


Figura 9. Diagrama simplificado del VFT de Laredo [9].

3.3.1.1 Compensación Potencia Reactiva ¿Porque el uso de capacitores?

Como cualquier otro transformador el VFT tiene una reactancia de fuga que consume potencia reactiva en función de la corriente que pasa a través de este. Es por esto que bancos de capacitores se usan para compensar el consumo de potencia reactiva [40], e incrementar las tensiones de transmisión bajo condiciones de carga pesada [8] [40], aproximadamente el propio VFT consume 50 Mvar a plena carga [51]; por lo que se compensa esta pérdida de reactivos en las simulaciones con cuatro condensadores individuales que se limitaron a 25 Mvar.

3.4 Modelo del VFT

La mayoría de las veces las nuevas tecnologías o nuevos dispositivos, antes de ser creados físicamente o bien antes de ser instalados iniciaron con un modelo matemático el cual se realiza con la finalidad de obtener predicciones ante su funcionamiento [36]. Este caso no es la excepción, por lo cual se presenta una descripción matemática de las características dinámicas del sistema.

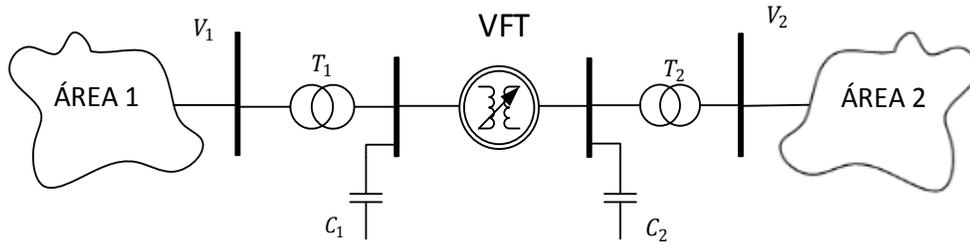


Figura 10. Interconexión de VFT entre dos áreas [22].

Donde:

$$\begin{aligned} T_1 \text{ y } T_2 &= \text{Transformadores} \\ V_1 \text{ y } V_2 &= \text{Tensiones en nodos.} \\ C_1 \text{ y } C_2 &= \text{Condensadores en derivación} \end{aligned}$$

En la figura 10 se ilustra la función de transmitir potencia de un nodo a otro; un sistema de Potencia (Área 1) se encuentra conectado con el lado del rotor de la VFT y un segundo sistema de potencia (Área 2) está conectado con el lado del estator del VFT. A partir de esta condición y de conocer que su dinámica es similar a una máquina de inducción, o mejor dicho comparte características con el motor de inducción de rotor devanado [22], se presentan los modelos despreciando los transitorios en el estator y en el rotor de la siguiente manera:

- Modelo en estado estacionario
- Modelo de simulación en el tiempo
- Modelo lineal
- Modelo lineal con controles

3.4.1 Modelo en estado estacionario

Las ecuaciones (3.5.1) y (3.5.2) representan a la máquina de inducción de rotor devanado cuando se desprecian los transitorios eléctricos del VFT en estado estacionario:

$$\tilde{e}_{t1} = \hat{R}_s(\tilde{I}_1) + j\hat{\omega}_{tm}\hat{L}_{ls}(\tilde{I}_1) + j\hat{\omega}_{tm}\hat{L}_m(\tilde{I}_1 + \tilde{I}_2) \quad (3.4.1)$$

$$\tilde{e}_{t2/S} = \hat{R}_r/S(\tilde{I}_2) + j\hat{\omega}_{tm}\hat{L}_{lr}(\tilde{I}_2) + j\hat{\omega}_{tm}\hat{L}_m(\tilde{I}_1 + \tilde{I}_2) \quad (3.4.2)$$

Estas pueden ser representadas en un circuito equivalente son usadas en el análisis entre dos nodos de tensión constante, éstas ecuaciones pueden representarse de la forma de un circuito equivalente el cual es mostrado en la figura 11.

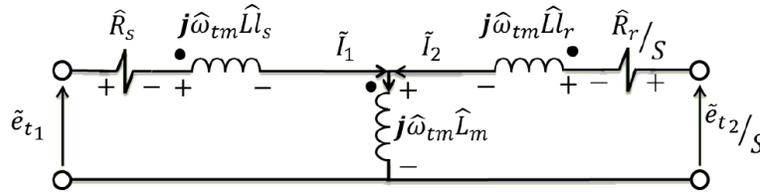


Figura 11. Diagrama del circuito equivalente en estado estacionario del VFT [56], [20]

Donde:

\hat{L}_{ls} = Inductancia de dispersion del estator

\hat{L}_{lr} = Inductanci de dispersion del rotor

\hat{L}_m = Inductanci de magnetizacion

S = Deslizamiento

\tilde{e}_{t1} = Tension en la terminal 1

\tilde{e}_{t2} = Tension en la terminal 2

Para un sistema multimáquinas tanto en análisis en el tiempo y en estado estacionario es necesario mantener un control de flujo de potencia activa de un sistema a otro, debido a esto se utiliza el circuito de un transformador desfasador, el cual proporciona esta habilidad.

En estado estable el flujo de potencia es proporcional a la magnitud y dirección del par aplicado, si se recuerda que dependiendo de la dirección del par será el sentido de transferencia de energía, ahora independientemente del flujo de energía el rotor se orienta para seguir el ángulo de fase, la cual posee una diferencia impuesta por los dos sistemas asíncronos girando continuamente aunque las redes se encuentren a diferentes frecuencias [51].

3.4.2 Modelo de simulación en el tiempo

Para este modelo el cual es el necesario para los estudios de estabilidad a grandes disturbios como ya se mencionó anteriormente se parte de las ecuaciones que describen el comportamiento eléctrico de la máquina de inducción, ya que posee características muy similares; de éstas ecuaciones se inicia de una convención motor recomendada por el IEEE [20], [57], se tienen algunas consideraciones como el entre hierro uniforme, no se considera la saturación, devanados de estator idénticos, los materiales magnéticos se consideran sin pérdidas, el eje “d” adelanta 90°

al eje “q”, el rotor gira en sentido contrario a las manecillas del reloj y está dada por el ángulo entre el eje d y el eje de la fase A [20].

En donde se inicia describiendo las ecuaciones de flujo en el marco de referencia ABC de los circuitos del rotor y del estator de una máquina de inducción de rotor devanado, las cuales se obtienen a través de un análisis de circuitos magnéticamente acoplados [20], [57].

Obtenido el comportamiento de la máquina en marco ABC, se realiza una transformación de Park, para describir las ecuaciones en un marco de referencia dq0 [32]. De tales modelos se resumen en tres marcos los cuales son los siguientes:

- Marco de referencia arbitrario (Gira a la velocidad arbitraria $\hat{\omega}$)
- Marco de referencia estacionario. (se ajusta la velocidad arbitraria a cero $\hat{\omega} = 0$)
- Marco de referencia fijo en el rotor (se ajusta la velocidad arbitraria al rotor $\hat{\omega} = \omega_r$)
- Marco de referencia fijo en el estator (se ajusta la velocidad arbitraria al estator $\hat{\omega} = \omega_s = \omega_0$)

El desarrollo de estos modelos se puede consultar en: [20], donde se expone un modelo que considera solo los transitorios eléctricos y mecánicos del rotor (cuarto orden), uno que solo considera los transitorios mecánicos (segundo orden) el cual contiene el modelo del VFT recíproco y no recíproco, y los ya mencionados anteriormente: un modelo a un marco de referencia arbitrario, un modelo en el marco de referencia que gira a la velocidad del estator, otro modelo en el marco de referencia fijo en el rotor y uno más en el marco de referencia estacionario.

Ahora bien a partir de estos modelos los cuales involucran las tensiones y flujos tanto del estator como del rotor se plantean los modelos de orden reducido del VFT; debido a la necesidad de un análisis de comportamiento dinámico en estabilidad a grandes disturbios fue necesaria una simplificación en la que se desprecian los transitorios de la red, por lo que se es representada por una matriz de admitancias de bus que está formada de circuitos equivalentes en π de elementos de la red de transmisión. Para llegar al modelo de orden reducido se utilizó el modelo que se encuentra con marco de referencia que tiene una velocidad igual a la del estator. Se desprecian los transitorios del estator en el marco de referencia. Así pues llegando a un modelo de orden reducido.

Los modelos usados se encuentran en Por Unidad, se parte de las ecuaciones que se encuentran en el marco de referencia del estator, las cuales se expresan en la siguiente sección.

3.4.3 Ecuaciones del par electromagnético, velocidad del motor y posición del motor

De manera breve se describen las ecuaciones, de las cuales para la máquina de inducción el par electromagnético está dado por:

$$\hat{T}_e = (\hat{\psi}_{dr}\hat{i}_{qr} - \hat{\psi}_{qr}\hat{i}_{dr}) \quad (3.4.3)$$

Si se deja en función de las corrientes se tiene:

$$\hat{T}_{el} = \frac{1}{S\hat{\omega}_{tm}}(\hat{e}_{qr}\hat{i}_{qr} + \hat{e}_{dr}\hat{i}_{dr}) + \frac{\hat{R}_r}{S\hat{\omega}_{tm}}(\hat{i}_{qr}^2 + \hat{i}_{dr}^2) \quad (3.4.4)$$

Para la ecuación de velocidad del rotor se tiene:

$$\frac{d}{dt}\left(\frac{\omega_r}{\omega_0}\right) = \frac{\hat{T}_e - \hat{T}_m - K_D\left(\frac{\omega_r}{\omega_0}\right)}{2H} \quad (3.4.5)$$

Donde \hat{T}_e es el par electromagnético, \hat{T}_m es el par mecánico, ω_r es la velocidad angular del rotor y H es la constante de inercia, K_D es el coeficiente de amortiguamiento.

Así como para la ecuación de la posición del rotor:

$$\frac{d}{dt}(\theta_{sr}) = \omega_0\left(\frac{\omega_{tm}}{\omega_0}\right) - (\omega_{tm} - \omega_r) \quad (3.4.6)$$

Esta ecuación (3.5.9) se considera bajo el marco de referencia del estator donde: $\omega_{tm} = \omega_0$ quedando de la siguiente forma:

$$\frac{d}{dt}(\theta_{sr}) = \omega_r \quad (3.4.7)$$

3.4.4 Modelo de sexto orden del VFT

El modelo de sexto orden se encuentra formado por cuatro ecuaciones de flujo y las ecuaciones electromecánicas, tanto velocidad como posición angular del rotor, como se muestra de la siguiente manera:

Ecuaciones de tensión:

$$\frac{d}{dt}(\hat{\psi}_{d_s}) = -\left(\frac{\omega_0 \hat{R}_s}{\hat{L}_{l_s}}\right) \hat{\psi}_{d_s} + \left(\frac{\omega_0 \hat{R}_s}{\hat{L}_{l_s}}\right) \hat{\psi}_{m_d} - (\omega_0 \hat{\omega}) \hat{\psi}_{q_s} + \omega_0 \hat{e}_{d_s} \quad (3.4.8)$$

$$\frac{d}{dt}(\hat{\psi}_{q_s}) = -\left(\frac{\omega_0 \hat{R}_s}{\hat{L}_{l_s}}\right) \hat{\psi}_{q_s} + \left(\frac{\omega_0 \hat{R}_s}{\hat{L}_{l_s}}\right) \hat{\psi}_{m_q} + (\omega_0 \hat{\omega}) \hat{\psi}_{d_s} + \omega_0 \hat{e}_{q_s} \quad (3.4.9)$$

$$\frac{d}{dt}(\hat{\psi}_{d_r}) = -\left(\frac{\omega_0 \hat{R}_r}{\hat{L}_{l_r}}\right) \hat{\psi}_{d_r} + \left(\frac{\omega_0 \hat{R}_s}{\hat{L}_{l_s}}\right) \hat{\psi}_{m_d} - (\omega_0 S \hat{\omega}) \hat{\psi}_{q_r} + \omega_0 \hat{e}_{d_r} \quad (3.4.10)$$

$$\frac{d}{dt}(\hat{\psi}_{q_r}) = -\left(\frac{\omega_0 \hat{R}_s}{\hat{L}_{l_r}}\right) \hat{\psi}_{q_r} + \left(\frac{\omega_0 \hat{R}_s}{\hat{L}_{l_s}}\right) \hat{\psi}_{m_q} + (\omega_0 S \hat{\omega}) \hat{\psi}_{d_r} + \omega_0 \hat{e}_{q_r} \quad (3.4.11)$$

Ecuación electromecánica y posición del rotor:

$$\frac{d}{dt} \left(\frac{\omega_r}{\omega_0} \right) = \frac{\hat{T}_e - \hat{T}_m - K_D \left(\frac{\omega_r}{\omega_0} \right)}{2H} \quad (3.4.12)$$

$$\frac{d}{dt}(\theta_{sr}) = \omega_0 \left(\frac{\omega_{tm}}{\omega_0} \right) - (\omega_{tm} - \omega_r) \quad (3.4.13)$$

Dónde utiliza:

$$\hat{\psi}_{m_d} = \frac{\hat{L}_{ad}}{\hat{L}_{l_s}} \hat{\psi}_{d_s} + \frac{\hat{L}_{ad}}{\hat{L}_{l_r}} \hat{\psi}_{d_r} \quad (3.4.14)$$

$$\hat{\psi}_{m_q} = \frac{\hat{L}_{aq}}{\hat{L}_{l_s}} \hat{\psi}_{q_s} + \frac{\hat{L}_{aq}}{\hat{L}_{l_r}} \hat{\psi}_{q_r} \quad (3.4.15)$$

$$\hat{L}_{ad} = \hat{L}_{aq} \quad (3.4.16)$$

$$\hat{L}_{ad} = \left(\frac{1}{L_m} + \frac{1}{L_{ls}} + \frac{1}{L_{lr}} \right)^{-1} \quad (3.4.17)$$

$$\hat{T}_e = (\hat{\psi}_{dr}\hat{i}_{qr} - \hat{\psi}_{qr}\hat{i}_{dr}) \quad (3.4.18)$$

3.4.5 Modelo de segundo orden del VFT

Se presenta de la siguiente manera, utilizando las variables de tensión de flujo:

Ecuación de Tensión

$$\begin{bmatrix} \hat{e}_{ds} \\ \hat{e}_{qs} \\ S^{-1}\hat{e}_{dr} \\ S^{-1}\hat{e}_{qr} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \hat{R}_s & \hat{\omega}\hat{L}_{ss} & \hat{L}_m & 0 \\ -\hat{\omega}\hat{L}_{ss} & \hat{R}_s & 0 & \hat{L}_m \\ 0 & \hat{\omega}\hat{L}_m & \hat{S}^{-1}\hat{R}_r & \hat{\omega}\hat{L}_{rr} \\ -\hat{\omega}\hat{L}_m & 0 & -\hat{\omega}\hat{L}_{rr} & \hat{S}^{-1}\hat{R}_r \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \hat{l}_{ds} \\ \hat{l}_{qs} \\ \hat{l}_{dr} \\ \hat{l}_{qr} \end{bmatrix} \quad (3.4.19)$$

Ecuaciones de flujo

$$\begin{bmatrix} \hat{\psi}_{ds} \\ \hat{\psi}_{qs} \\ \hat{\psi}_{dr} \\ \hat{\psi}_{qr} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \hat{L}_{ss} & 0 & \hat{L}_m & 0 \\ 0 & \hat{L}_{ss} & 0 & \hat{L}_m \\ \hat{L}_m & 0 & \hat{L}_{rr} & 0 \\ 0 & \hat{L}_m & 0 & \hat{L}_{rr} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \hat{l}_{ds} \\ \hat{l}_{qs} \\ \hat{l}_{dr} \\ \hat{l}_{qr} \end{bmatrix} \quad (3.4.20)$$

Ecuación electromecánica y posición del rotor

$$\frac{d}{dt} \left(\frac{\omega_r}{\omega_0} \right) = \frac{\hat{T}_e - \hat{T}_m - K_D \left(\frac{\omega_r}{\omega_0} \right)}{2H} \quad (3.4.21)$$

$$\frac{d}{dt} (\theta_{sr}) = \omega_0 \left(\frac{\omega_{tm}}{\omega_0} \right) - (\omega_{tm} - \omega_r) \quad (3.4.22)$$

En el marco de referencia del estator se tiene:

$$\frac{d}{dt}(\theta_{sr}) = \omega_r \quad (3.4.23)$$

De donde es necesario obtener las inductancias propias del estator y del rotor las cuales se describen de la siguiente manera:

$$\hat{L}_{ss} = \hat{L}_{ls} + \hat{L}_m \quad (3.4.24)$$

$$\hat{L}_{rr} = \hat{L}_{lr} + \hat{L}_m \quad (3.4.25)$$

Las ecuaciones (3.5.24) y (3.5.25) son llamadas ecuaciones de oscilación; éstas juegan un papel muy importante en todos los tipos de estudios dinámicos del sistema de potencia, ahora bien si se desea usarlas para estudios dinámicos incrementales alrededor de un punto de operación se procede al modelo lineal.

En ambos modelos las ecuaciones de par electromagnético se encuentra dado por:

$$\hat{T}_e = (\hat{\psi}_{dr}\hat{i}_{qr} - \hat{\psi}_{qr}\hat{i}_{dr}) \quad (3.4.26)$$

Cabe aclarar que la ecuación de posición angular va a variar conforme al marco de referencia que se contemple, en este trabajo de investigación se maneja la posición del rotor en el marco de referencia del estator.

3.5 Modelo lineal

El proceso de linealización que se encuentra en esta tesis se basa en la expansión de la función no lineal en series de Taylor, o bien en la cercanía del punto de operación y la retención de solo el término lineal, esto significa que se desprecian los términos de más alto orden, además estos deben ser lo suficientemente pequeños para que las variables se desvíen solo ligeramente de la condición de operación inicial [34], [35], [36].

3.5.1 Ecuación de potencia para modelo de segundo orden lineal

Debido a que se desea analizar la respuesta del VFT para estudios en estado estacionario, se obtiene el cálculo del par eléctrico T_e de la ecuación (3.4.24), en donde se puede aproximar la potencia a partir del circuito de la figura 11 donde se desprecian las resistencias; por lo tanto la potencia a través del VFT se aproxima con las ecuaciones (3.5.1) y (3.5.2):

$$\hat{P}_{VFT} = \left(\frac{\hat{e}_{t1} \frac{\hat{e}_{t2}}{S} \sin(\theta_s - (\theta_r + \theta_f))}{\hat{X}_{VFT}} \right) \quad (3.5.1)$$

$$\hat{Q}_{VFT} = \left[\hat{e}_{t1}^2 - \frac{\hat{e}_{t1} \frac{\hat{e}_{t2}}{S}}{2} [\cos(\theta_r + \theta_f) \{ \sin(\theta_s) + \cos(\theta_s) \}] \right] \quad (3.5.2)$$

Donde:

\hat{P}_{VFT} = Potencia real transferida del VFT

\hat{Q}_{VFT} = Potencia reactiva transferida del VFT

\hat{X}_{VFT} = Reactancia del VFT

θ_s = Ángulo de estator

θ_r = Ángulo de rotor

θ_f = Ángulo de rotor desplazado

Se toma en cuenta que se encuentra en el marco de referencia del estator queda de la siguiente forma:

$$P_{VFT} = \frac{\hat{e}_{t1} \hat{e}_{t2} \sin(-\theta_r)}{\hat{X}_{VFT}} \quad (3.5.3)$$

La ecuación (3.5.5) representa la potencia real transmitida de un nodo a otro. Por lo tanto para el modelo reducido se considera el par eléctrico como:

$$T_e = P_{VFT} \quad (3.5.4)$$

3.5.2 Modelo lineal segundo orden

Se tiene que considerar los siguientes puntos para el modelo simplificado:

1. Se consideran condiciones balanceadas.
2. Los efectos de saturación son despreciados.

La linealización a detalle se encuentra en el apéndice A. Expresando el modelo lineal de segundo orden en variables de estado, considerando amortiguamiento se tiene:

$$\begin{bmatrix} \Delta \dot{\hat{\omega}}_r \\ \Delta \dot{\theta}_r \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -K_D/2H & K_s/2H \\ \omega_0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \hat{\omega}_r \\ \Delta \theta_r \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} -1/2H \\ 0 \end{bmatrix} [\Delta T_m] \quad (3.5.5)$$

Teniendo por salida la posición del rotor:

$$\Delta \theta_r = [0 \quad 1] \begin{bmatrix} \hat{\omega}_r \\ \theta_r \end{bmatrix} \quad (3.5.6)$$

Para el par eléctrico alrededor de la condición de operación inicial se tiene dado por:

$$\Delta T_e = K_s \Delta \theta_{sr} = -\frac{e_s e_r}{X_{VFT}} \cos(\theta_r) \Delta \theta_{sr} \quad (3.5.7)$$

La representación en diagrama de bloques del espacio de estado es mostrado en la siguiente figura 12, la cual puede ser usada para describir el desempeño ante pequeñas señales:

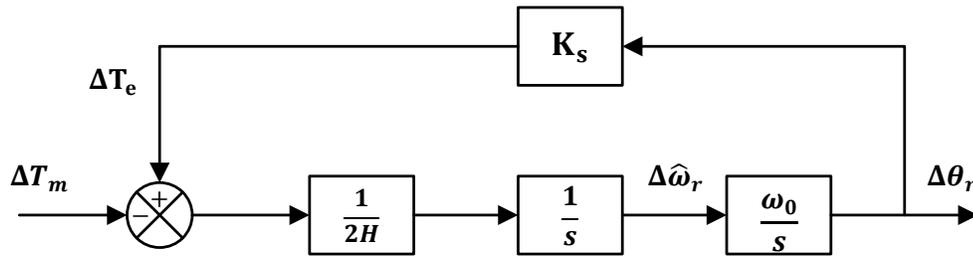


Figura 12. Diagrama de bloques del modelo de segundo orden del VFT

Donde:

K_s = Par eléctrico

H = Inercia

S = Operador de Laplace

ω_0 = Velocidad angular en rad/s a 60 Hz.

$\Delta \theta_{sr}$ = Desviación en el ángulo del rotor

$\Delta \hat{\omega}_r$ = Desviación en la velocidad angular

3.5.3 Modelo lineal sexto orden

Donde se sustituye:

La linealización a detalle del modelo de sexto orden se encuentra en el apéndice A. Sustituyendo por variables a, b, c, d, e, f, g, h para una mejor representación del modelo se tiene de la forma:

$$\begin{bmatrix} \Delta \hat{\omega}_r \\ \Delta \hat{\theta}_{sr} \\ \Delta \hat{\psi}_{ds} \\ \Delta \hat{\psi}_{dr} \\ \Delta \hat{\psi}_{qs} \\ \Delta \hat{\psi}_{qr} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & 0 & A_1 & A_2 & A_3 & A_4 \\ \omega_0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & a & b & -\omega & 0 \\ 0 & \omega_o e_r \cos(\theta_r) & c & d & 0 & \omega_r - \omega \\ 0 & 0 & \omega & 0 & e & f \\ 0 & -\omega_o e_r \sin(\theta_r) & 0 & \omega - \omega_r & g & h \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \hat{\omega}_r \\ \Delta \hat{\theta}_{sr} \\ \Delta \hat{\psi}_{ds} \\ \Delta \hat{\psi}_{dr} \\ \Delta \hat{\psi}_{qs} \\ \Delta \hat{\psi}_{qr} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 & 0 & -1/2H \\ 0 & 0 & 0 \\ \omega_0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & \omega_0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta e_{ds} \\ \Delta e_{qs} \\ \Delta T_m \end{bmatrix} \quad (3.5.8)$$

Teniendo como salida posición del rotor.

$$\Delta \theta_{sr} = [0 \quad 1 \quad 0 \quad 0 \quad 0 \quad 0] \begin{bmatrix} \Delta \hat{\omega}_r \\ \Delta \hat{\theta}_{sr} \\ \Delta \hat{\psi}_{ds} \\ \Delta \hat{\psi}_{dr} \\ \Delta \hat{\psi}_{qs} \\ \Delta \hat{\psi}_{qr} \end{bmatrix} \quad (3.5.9)$$

Donde:

$$A_1 = \frac{1}{2H} (\beta \hat{\psi}_{qr}) \quad (3.5.10)$$

$$A_3 = \frac{1}{2H} (\alpha \hat{\psi}_{dr}) \quad (3.5.11)$$

$$A_2 = \frac{1}{2H} (\alpha \hat{\psi}_{qs}) \quad (3.5.12)$$

$$A_4 = \frac{1}{2H} (\beta \hat{\psi}_{ds}) \quad (3.5.13)$$

Y:

$$\alpha = \frac{\hat{L}_m}{\hat{L}_m^2 - (\hat{L}_{ls} + \hat{L}_m)(\hat{L}_{lr} + \hat{L}_m)} \quad (3.5.14)$$

$$\beta = \frac{\hat{L}_m}{\hat{L}_m^2 - (\hat{L}_{ls} + \hat{L}_m)(\hat{L}_{lr} + \hat{L}_m)} \quad (3.5.15)$$

Además:

$$a = \left(\frac{\omega_0 \hat{R}_s \hat{L}_{ad}}{\hat{L}_{ls} \hat{L}_{ls}} - \frac{\omega_0 \hat{R}_s}{\hat{L}_{ls}} \right) \quad (3.5.16)$$

$$f = \left(\frac{\omega_0 \hat{R}_s \hat{L}_{aq}}{\hat{L}_{ls} \hat{L}_{lr}} \right) \quad (3.5.17)$$

$$b = \left(\frac{\omega_0 \hat{R}_s \hat{L}_{ad}}{\hat{L}_{ls} \hat{L}_{lr}} \right) \quad (3.5.18)$$

$$g = \left(\frac{\omega_0 \hat{R}_r \hat{L}_{aq}}{\hat{L}_{ls} \hat{L}_{lr}} \right) \quad (3.5.19)$$

$$c = \left(\frac{\omega_0 \hat{R}_r \hat{L}_{ad}}{\hat{L}_{ls} \hat{L}_{ls}} \right) \quad (3.5.20)$$

$$h = \left(\frac{\omega_0 \hat{R}_r \hat{L}_{aq}}{\hat{L}_{lr} \hat{L}_{lr}} - \frac{\omega_0 \hat{R}_r}{\hat{L}_{lr}} \right) \quad (3.5.21)$$

$$e = \left(\frac{\omega_0 \hat{R}_s \hat{L}_{aq}}{\hat{L}_{ls} \hat{L}_{ls}} - \frac{\omega_0 \hat{R}_s}{\hat{L}_{ls}} \right) \quad (3.5.22)$$

3.6 Controles del VFT

El sistema de control se basa en tres reguladores, un regulador de velocidad, un regulador de potencia y uno de frecuencia, este último es el encargado de seguir transmitiendo a pesar de haber pequeñas variaciones de un lado del sistema eléctrico. Para el análisis síncrono en donde no hay diferencia de frecuencias basta con usar dos lazos de control.

3.6.1 Regulador de velocidad angular

El sistema de control del VFT mide la potencia activa así como las señales de velocidad de rotor con fin de obtener un accionamiento determinado del par que corresponde al motor de CD. Este a su vez ejecutará un par mecánico en la máquina de inducción y junto con el desajuste del par electromagnético dado por las ecuaciones (3.4.24) y (3.4.25) se obtiene un modelo de 5° orden. [21], [58], [22].

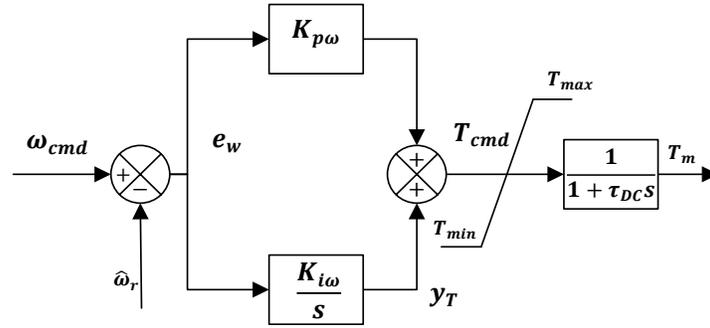


Figura 13. Control PI para regular la velocidad angular [21]

La figura 13 muestra el Control PI para regular la velocidad angular del rotor. Por lo tanto queda descrito con la ecuación (3.6.1) [2]:

$$y_T = K_{i\omega} \left(\omega_{cmd} - \frac{\omega_r}{\omega_0} \right) \quad (3.6.1)$$

Donde $K_{i\omega}$ es la ganancia integral y $K_{p\omega}$ la ganancia proporcional del regulador de velocidad; Además ω_{cmd} es la velocidad comando de entrada.

Por otro lado el sistema que representa el actuador del par basado en un motor de CD se define con la ecuación diferencial (3.6.2) [58] [59] [22]:

$$\dot{T}_m = \frac{T_{cmd} - T_m}{\tau_{DC}} \quad (3.6.2)$$

Donde T_{cmd} es el par comando y está dado por

$$T_{cmd} = (K_{p\omega} e_\omega + y_T) \quad (3.6.3)$$

Donde τ_{DC} es la constante de tiempo del controlador del motor de CD.

3.6.2 Regulador de potencia

Este control adquiere funciones de un gobernador ya que ajusta el flujo de potencia cuando se presenta una caída y hay un cambio de frecuencia en cada lado este mantiene la transferencia de energía. Un regulador de potencia de lazo cerrado mantiene la transferencia de potencia igual a un punto sugerido por el operador. El regulador compara y mide la potencia activa en el “punto de ajuste” o “punto suma” obteniendo un valor de salida denominado error de potencia (ep),

ajustando así el par motor en función de este error figura 14. El regulador de potencia es lo suficientemente rápido para responder a las perturbaciones de la red y mantener la transferencia de Potencia Activa estable [60].

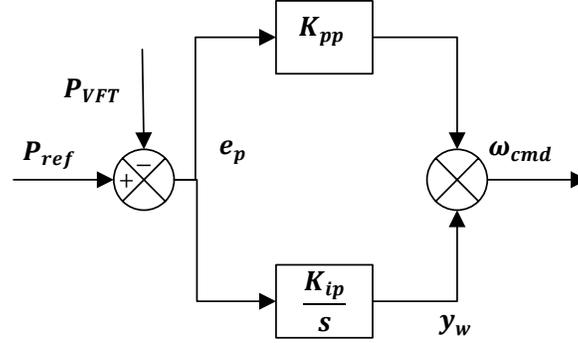


Figura 14. Control PI regulador de potencia [21]

Por lo tanto la señal de error es usada para alimentar al controlador PI quedando la ecuación diferencial de la siguiente forma:

$$T_{cmd} = (K_{p\omega}e_{\omega} + y_T) \quad (3.6.4)$$

Donde K_{ip} es la ganancia integral y K_{pp} es la ganancia proporcional del regulador de potencia además donde P_{ref} es la potencia de referencia indicada por el operador.

3.6.3 Modelo de segundo orden lineal con regulador de velocidad

Una descripción completa de las variables se encuentra en el apéndice A donde además se observa el siguiente modelo de estado considerando solo un control PI correspondiente al regulador de velocidad:

$$\begin{bmatrix} \Delta \dot{\hat{\omega}}_r \\ \Delta \dot{\hat{\theta}}_r \\ \Delta \dot{y}_T \\ \Delta \dot{T}_m \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & K_s/2H & 0 & -1/2H \\ \omega_0 & 0 & 0 & 0 \\ -K_{i\omega} & 0 & 0 & 0 \\ -K_{p\omega}/\tau_{DC} & 0 & 1/\tau_{DC} & -1/\tau_{DC} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \hat{\omega}_r \\ \Delta \hat{\theta}_r \\ \Delta y_T \\ \Delta T_m \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ K_{i\omega} \\ K_{p\omega}/\tau_{DC} \end{bmatrix} [\Delta \omega_{cmd}] \quad (3.6.5)$$

Donde se tiene como salida la posición del rotor:

$$\Delta\theta_{sr} = [0 \quad 1 \quad 0 \quad 0] \begin{bmatrix} \Delta\hat{\omega}_r \\ \Delta\theta_{sr} \\ \Delta y_T \\ \Delta T_m \end{bmatrix} \quad (3.6.6)$$

Para el par eléctrico alrededor de la condición de operación inicial

$$\Delta T_e = K_s \Delta\theta_{sr} = -\frac{e_s e_r}{X_{VFT}} \cos(\theta_r) \Delta\theta_{sr} \quad (3.6.7)$$

Se tiene el siguiente diagrama de bloques representando al VFT con el modelo de segundo orden agregando el motor de accionamiento de corriente directa y el regulador de velocidad que consta de un control PI, como se observa en el siguiente diagrama:

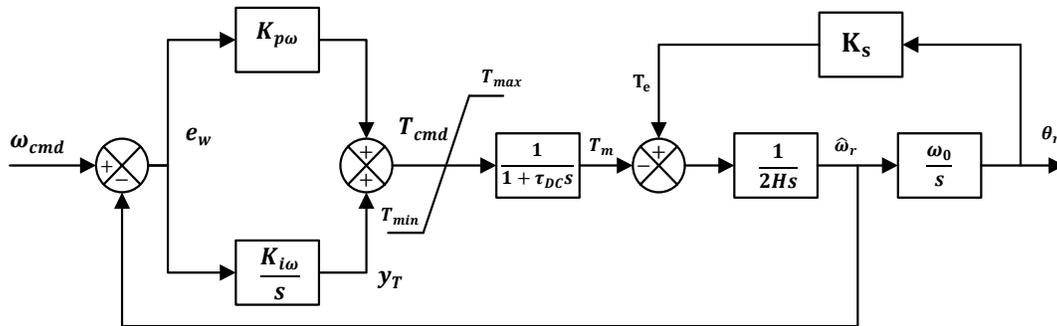


Figura 15. Diagrama de bloques con regulador de velocidad

Donde:

ω_{cmd} = Comando de velocidad

T_{cmd} = Comando de par para el motor de accionamiento

τ_{DC} = Constante de tiempo del motor de accionamiento de CD

$K_{p\omega}$ = Ganancia proporcional del regulador velocidad

$K_{i\omega}$ = Ganancia integral del regulador de velocidad

y_T = Desviacion

3.6.4 Modelo de segundo orden lineal con regulador de velocidad y regulador de potencia

Considerando ya los dos lazos de control PI se obtiene un modelo de estado de cinco variables, de éstas dos corresponden a la máquina rotatoria, otras dos variables a los dos controles y una que representa el control del motor de accionamiento. La representación final para un análisis de eigenvalores es de la siguiente manera:

$$\begin{bmatrix} \Delta \hat{\omega}_r \\ \Delta \dot{\theta}_r \\ \Delta \dot{y}_\omega \\ \Delta \dot{y}_T \\ \Delta \dot{T}_m \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & K_s/2H & 0 & 0 & -1/2H \\ \omega_0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & -K_s K_{ip} & 0 & 0 & 0 \\ -K_{i\omega} & -K_s K_{i\omega} K_{pp} & K_{i\omega} & 0 & 0 \\ -K_{p\omega}/\tau_{DC} & -K_s K_{p\omega} K_{pp}/\tau_{DC} & K_{p\omega}/\tau_{DC} & 1/\tau_{DC} & -1/\tau_{DC} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \hat{\omega}_r \\ \Delta \theta_r \\ \Delta y_\omega \\ \Delta y_T \\ \Delta T_m \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ K_{ip} \\ K_{i\omega} K_{pp} \\ K_{p\omega} K_{pp}/\tau_{DC} \end{bmatrix} [\Delta P_{ref}] \quad (3.6.8)$$

Donde se tiene como salida la posición del rotor

$$\Delta \theta_r = [0 \quad 1 \quad 0 \quad 0 \quad 0] \begin{bmatrix} \Delta \hat{\omega}_r \\ \Delta \theta_r \\ \Delta y_\omega \\ \Delta y_T \\ \Delta T_m \end{bmatrix} \quad (3.6.9)$$

Para el par eléctrico alrededor de la condición de operación inicial

$$\Delta T_e = K_s \Delta \theta_{sr} = -\frac{e_s e_r}{X_{VFT}} \cos(\theta_r) \Delta \theta_{sr} \quad (3.6.10)$$

Para este caso se toma que:

$$T_e = P_{VFT} \quad (3.6.11)$$

Por lo tanto se tiene:

$$\Delta P_{VFT} = \Delta T_e = K_s \Delta \theta_{sr} \quad (3.6.12)$$

Ahora bien al diagrama de bloques anterior se le ha agregado el regulador de potencia por lo que queda de la siguiente manera:

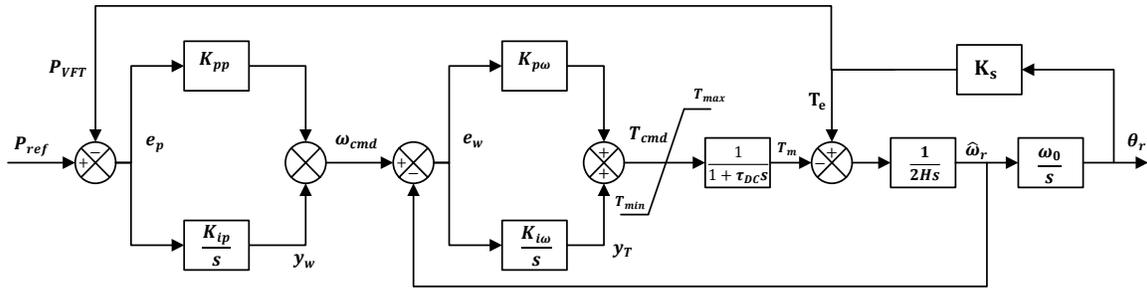


Figura 16. Diagrama de bloques del modelo de estado

Donde:

P_{ref} = Potencia de referencia

P_{VFT} = Potencia del VFT

K_{pp} = Ganancia proporcional del regulador de potencia

K_{ip} = Ganancia integral del regulador de potencia

e_p = Error de potencia de entrada

3.7 Caso de Estudio: VFT entre dos nodos

Para el caso de prueba inicial presentado en la siguiente sección se considera el modelo del VFT conectado entre dos sistemas eléctricos, estos sistemas tendrán frecuencia nominal de 60 Hz, por lo tanto es un enlace síncrono; además serán considerados con una magnitud de uno por unidad con un ángulo de cero, tanto para estator como para rotor esto se puede observar en la figura 17.

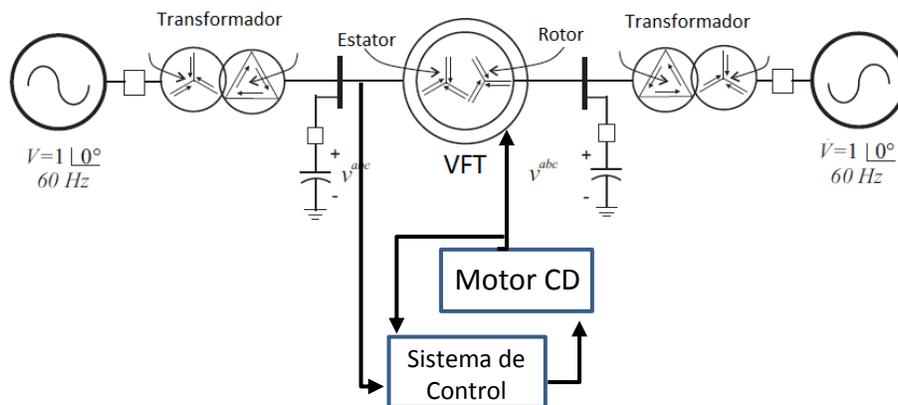


Figura 17. Caso de prueba [21].

Como se puede observar en la figura 17, para los modelos de segundo orden se consideran el sistema de control y la constante de accionamiento del motor de corriente directa. Este análisis de eigenvalores se reporta en la siguiente sección.

Así pues las pruebas a realizar son:

- VFT segundo orden sin controles
- VFT Sexto orden
- VFT Segundo orden con regulador de velocidad
- VFT Segundo orden con regulador de velocidad y regulador de potencia

3.8 Análisis de resultados

Las simulaciones se realizan en un sistema operativo de 64 bits, procesador x64 con Windows 8.1 Pro, que posee un procesador Intel(R) Core(TM) i5-4200U CPU @ 1.60GHz 2.30 GHz, a su vez los códigos de donde se obtienen los resultados se realizaron con la paquetería de Matlab R2014a. Estos códigos se pueden revisar en la sección de apéndice B. [61], [62].

Para realizar el análisis es necesario una posición angular y una velocidad angular que no se consideren cero (posición inicial), estos valores deben permanecer constantes, y debe ser un punto que se encuentre en equilibrio.

Para realizar el análisis en especial el modelo de sexto orden se recurrió a los resultados de la Tesis “Estudio de estabilidad angular de sistemas eléctricos de potencia asíncronos interconectados a través de un transformador de frecuencia variable (VFT),” [20], la cual contiene un análisis en el tiempo de los modelos del VFT entre dos nodos constantes tanto de orden reducido como de sexto orden, se toma un punto en donde el sistema es estable y se encuentra transfiriendo 100 MW de un nodo a otro.

Tabla 2. Parámetros de la simulación dadas en PU [21].

Variable	Parámetro PU
Velocidad ω_0	$2 * \pi * f$
Tensión de rotor e_s	$1.0 \angle 0^\circ$
Tensión en estator e_r	$1.0 \angle 0^\circ$

A estos datos se le adjuntan los datos como VFT y en otro caso como motor de inducción de rotor devanado.

Tabla 3. Parámetros ingresados en el modelo [22], [60].

Datos de VFT	Datos de motor	Nombre de la variable
$\hat{L}_{ls} = 0.06$	$\hat{L}_{ls} = 0.0775$	Inductancia de dispersión del estator en p.u.
$\hat{L}_{lr} = 0.06$	$\hat{L}_{lr} = 0.0322$	Inductancia de dispersión del rotor en p.u.
$\hat{L}_m = 5.6$	$\hat{L}_m = 2.042$	Inductancia de magnetización en p.u.
$R_s = 0.002$	$R_s = 0.0453$	Inductancia del estator
$R_r = 0.002$	$R_r = 0.0222$	Inductancia del rotor
$H = 26$	$H = 5.6$	Inercia

De esta manera se realiza un análisis con los modelos lineales del VFT, por lo que se considera un caso específico con los parámetros en el punto donde el VFT se encuentra transmitiendo una potencia de 100 MW de rotor a estator.

3.8.1 Análisis modelo segundo orden lineal

Sustituyendo en ecuación (3.6.21) se obtiene el mismo valor del parámetro Par eléctrico cuyo valor es de $K_s = -8.2689$ pu torque/rad, sin importar el valor del coeficiente de amortiguamiento.

Tabla 4. Resultados de VFT segundo orden con y sin amortiguamiento

Coefficiente de Amortiguamiento (K_D)	0	15	-15
Eigenvalores (λ)	0 + 7.7426i 0 - 7.7426i	-0.14423 + 7.7413i -0.14423 - 7.7413i	0.14423 + 7.7413i 0.14423 - 7.7413i
Razón de amortiguamiento (ζ)	0	0.018628	-0.018628
Frecuencia de oscilación (ω_d)	1.2322 Hz	1.2320 Hz	1.2320 Hz

La frecuencia de oscilación también es llamada frecuencia amortiguada. El coeficiente de amortiguamiento o razón de amortiguamiento (λ) determina la tasa de decaimiento de la amplitud de la oscilación [33].

Se obtienen los eigenvectores sustituyendo los valores propios obtenidos en la tabla 4, con un amortiguamiento de $K_D = 15$, como se expresó en las ecuaciones (2.5.4), estos eigenvectores formaran la matriz modal o también conocida como *right eigenvector* y se muestran de la siguiente manera:

$$\Phi = \begin{bmatrix} -0.0003825 + 0.02053i & -0.0003825 - 0.02053i \\ 0.99979 & 0.99979 \end{bmatrix}$$

El siguiente es el *left eigenvector*:

$$\Psi = \Phi^{-1} = \begin{bmatrix} -24.355i & 0.50011 - 0.0093177i \\ +24.355i & 0.50011 + 0.0093177i \end{bmatrix}$$

Con los datos anteriores se obtiene la matriz de participación la cual está dada por:

$$P = \begin{bmatrix} \Phi_{11} * \Psi_{11} & \Phi_{12} * \Psi_{21} \\ \Phi_{21} * \Psi_{12} & \Phi_{22} * \Psi_{22} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0.5 + 0.0093157i & 0.5 - 0.0093157i \\ 0.5 - 0.0093157i & 0.5 + 0.0093157i \end{bmatrix}$$

$$P = \begin{bmatrix} 0.50009 \angle 1.0674 & 0.50009 \angle -1.0674 \\ 0.50009 \angle -1.0674 & 0.50009 \angle 1.0674 \end{bmatrix} \begin{matrix} \Delta \hat{\omega}_r \\ \Delta \hat{\theta}_{sr} \end{matrix}$$

$\lambda_1 \qquad \qquad \lambda_2$

Se puede deducir de la matriz anterior que los dos estados $\Delta\hat{\omega}_r$ y $\Delta\theta_{sr}$ participan de igual manera en el modo oscilatorio.

Por otra parte se puede obtener el tiempo de respuesta teniendo los eigenvectores, primeramente se obtienen las constantes de cada uno con los eigenvectores normalizados como se contempla en la ecuación (3.8.1) y (3.8.2):

$$\begin{bmatrix} \Delta\hat{\omega}_r(t) \\ \Delta\theta_r(t) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Phi_{11} & \Phi_{12} \\ \Phi_{21} & \Phi_{22} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} c_1 e^{\lambda_1 t} \\ c_2 e^{\lambda_2 t} \end{bmatrix} \quad (3.8.1)$$

Se despeja para obtener las constantes

$$\begin{bmatrix} c_1 e^{\lambda_1 t} \\ c_2 e^{\lambda_2 t} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Psi_{11} & \Psi_{12} \\ \Psi_{21} & \Psi_{22} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta\hat{\omega}_r(t) \\ \Delta\theta_r(t) \end{bmatrix} \quad (3.8.2)$$

Desarrollando la ecuación con un incremento y velocidad angular:

$$\begin{aligned} \Delta\theta_r &= 2^\circ = 0.034907 \text{ rad} \\ \Delta\hat{\omega}_r &= 0 \text{ rad/s} \end{aligned}$$

Se obtienen las siguientes constantes:

$$\begin{bmatrix} c_1 \\ c_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 - 24.355i & 0.50011 - 0.0093177i \\ 0 + 24.355i & 0.50011 + 0.0093177i \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 0 \\ 0.034907 \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} c_1 \\ c_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0.017457 - 0.00032525i \\ 0.017457 + 0.00032525i \end{bmatrix}$$

Teniendo las constantes, se obtienen el tiempo de respuesta tanto para el ángulo como para la velocidad la cual está dada por:

$$\Delta\hat{\omega}_r(t) = \Phi_{11}c_1 e^{\lambda_1 t} + \Phi_{12}c_2 e^{\lambda_2 t} \quad (3.8.3)$$

$$\begin{aligned} \Delta\hat{\omega}_r(t) &= (0 + 0.00035852i)(e^{(-0.14423+7.7413i)t}) \\ &\quad + (0 - 0.00035852i)(e^{(-0.14423-7.7413i)t}) \end{aligned}$$

Y la respuesta para el ángulo:

$$\Delta\theta_r(t) = \Phi_{21}c_1 e^{\lambda_1 t} + \Phi_{22}c_2 e^{\lambda_2 t} \quad (3.8.4)$$

$$\Delta\theta_r(t) = (0.017453 - 0.00032518i)(e^{(-0.14423+7.7413i)t}) \\ + (0.017453 + 0.00032518i)(e^{(-0.14423-7.7413i)t})$$

Se puede obtener la forma de oscilación la cual cae con una constante de amplitud de $1/0.14423s = 6.9334 s$, lo cual es un valor relativamente grande por lo tanto se puede concluir que en cierta forma esta respuesta tarda en llegar a un punto estable, pero llega.

Lo mencionado anteriormente se puede corroborar graficando la ecuación de la velocidad del rotor (3.8.3), en la cual se observa la respuesta ante un incremento, con un tiempo:

$$t = -10:0.01:10$$

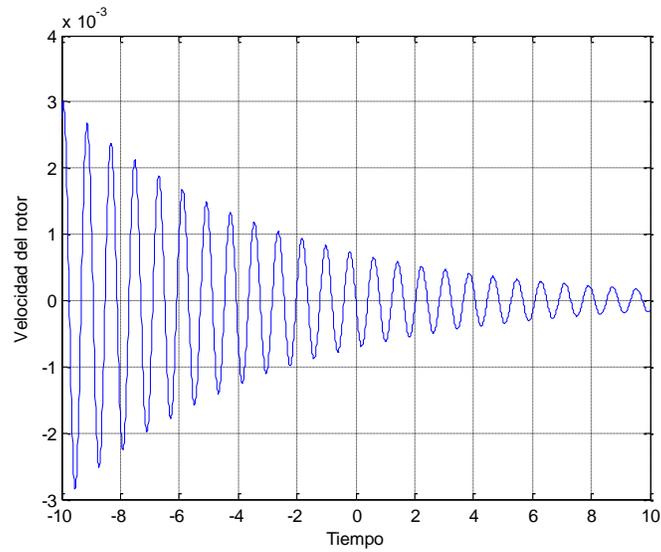


Figura 18. Respuesta de función de la velocidad de -1 a 1

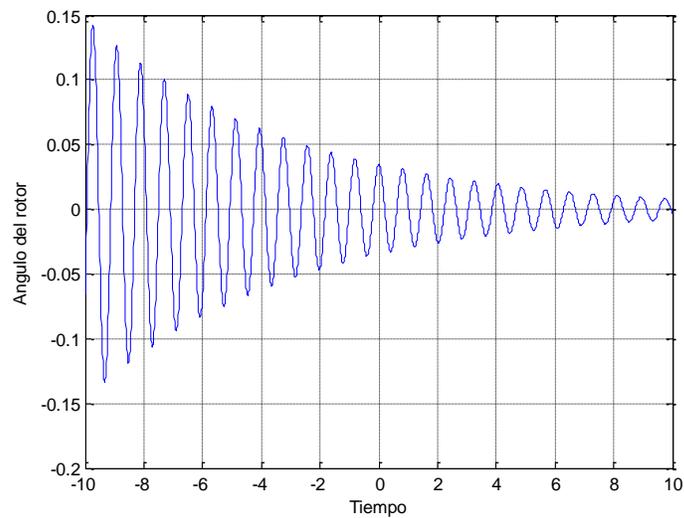


Figura 19. Respuesta de función de la velocidad de -10 a 10

Esta es una respuesta libre del sistema que corresponde a un caso subamortiguado donde las soluciones son complejas conjugadas y donde se puede distinguir en la gráfica de la figura 19, que el ángulo del rotor oscila solo hasta 0.15° en su primer oscilación, y decae la oscilación de manera exponencial con una constante de 6.9334 s, a diferencia de la respuesta de la velocidad del rotor el cual oscila hasta 3 rad/s.

3.8.2 Análisis modelo sexto orden lineal

Se obtienen los resultados con el modelo del VFT de sexto orden de la misma manera como se vio anteriormente, se parte de los valores en estado estable de la simulación para estudio de estabilidad dinámica [20]; se extraen los parámetros específicamente de los flujos en los ejes del estator y del rotor cuando el VFT se encuentra en estado estable transmitiendo una potencia de 100 MW en el punto de solución 150 en el tiempo o bien el punto 150 001 de la solución de Runge Kutta Gills, estos datos se muestran en la tabla 5:

Tabla 5. Parámetros obtenidos de la solución Runge-Kutta Gills [20]

Transmisión de potencia de estator a rotor	Transmisión de potencia de rotor a estator	Variable
$\theta_r = -7.1320332514$	$\theta_r = 7.0244270204$	Ángulo en el rotor
$\hat{\omega}_r = 0.0001391878$	$\hat{\omega}_r = -0.0000975339$	Velocidad angular del rotor
$\hat{\psi}_{qr} = -0.12405417490$	$\hat{\psi}_{qr} = 0.1222634547$	Flujo en eje q de rotor
$\hat{\psi}_{qs} = 0.0002345461$	$\hat{\psi}_{qs} = 0.0003713127$	Flujo en eje q de estator
$\hat{\psi}_{dr} = -0.9944835740$	$\hat{\psi}_{dr} = -0.9903567378$	Flujo en eje d de rotor
$\hat{\psi}_{ds} = -0.9979395177$	$\hat{\psi}_{ds} = -1.0020206456$	Flujo en eje d de estator

Junto con los datos anteriores se le usaron los siguientes parámetros ya conocidos de inductancias propias del estator y del rotor que se definieron en la tabla 3, además se realizaron pruebas con datos obtenidos como un Motor, los cuales también se pueden observar y ver su diferencia con respecto al VFT, que el dato más influyente es el de la inercia que es considerada casi una quinta parte con respecto a la del VFT.

Para obtener el siguiente análisis se utiliza el código que se encuentra en el apéndice B, en el cual se ingresan la solución de la derivada parcial como se vio en la ecuación (3.6.19). Con el código se obtiene eigenvalores, eigenvectores, matriz de participación, factor de amortiguamiento y frecuencia de oscilación, todos estos resultados se muestran a continuación.

La solución del modelo de sexto orden lineal utilizando parámetros constantes en las ecuaciones diferenciales (3.6.4) se muestran en la tabla 6, en el punto de estado estable durante una transmisión de potencia de 100 MW de estator a rotor.

Tabla 6. Resultados en un punto de transmisión de estator a rotor de 100 MW

Potencia transmitida MW	Eigenvalores (λ)	Estados Dominantes	Razón de amortiguamiento (ζ)	Frecuencia de oscilación (ω_d)
100 MW	-0.12048 + 8.1125i -0.12048 - 8.1125i	$\Delta\hat{\omega}_r, \Delta\theta_{sr}$	0.01485	1.2911 Hz
	-12.608 + 376.95i -12.608 - 376.95i	$\Delta\hat{\psi}_{qr}, \Delta\hat{\psi}_{dr}$	0.03343	59.993 Hz
	-0.096668 + 376.95i -0.096668 - 376.95i	$\Delta\hat{\psi}_{ds}, \Delta\hat{\psi}_{qs}$	0.00025645	59.993 Hz

Tenga en cuenta que la parte real de todos los valores propios son negativos, lo que significa que el sistema es estable en las condiciones asumidas en el desarrollo de este modelo ante una pequeña perturbación alrededor de la condición de operación en reposo.

Por lo tanto el valor de amortiguación se reduce sustancialmente por el cambio de punto de funcionamiento. Así pues se concluye que si los parámetros de todas las variables de estado cambian sólo ligeramente, el sistema sigue operando cerca del estado inicial [40].

En la tabla 6 también se puede observar que la razón de amortiguamiento es muy pequeña pero el resultado ya se ve influenciado por los flujos del rotor, debido a este incremento en el amortiguamiento se obtiene lograr una estabilidad completa del sistema.

También se puede observar que el resultado obtenido en el estado dominante de los flujos del estator, donde su magnitud es demasiado grande comparada con los demás significa que es el modo oscilatorio que más rápido es su decaimiento [33], [40].

Ahora se presentan los resultados de los eigenvectores derechos, eigenvectores izquierdos y la matriz de participación:

La matriz *right eigenvector* queda de la siguiente manera:

$$\Phi = \begin{bmatrix} -0.00022591 + 0.015211i & -0.00022591 - 0.015211i & 0.00024336 + 0.00020368i & 0.00024336 - 0.00020368i & -0.00020926 + 0.00018528i & -0.00020926 - 0.00018528i \\ 0.70688 + 0i & 0.70688 + 0i & 0.00019535 - 0.00024992i & 0.00019535 + 0.00024992i & 0.00018536 + 0.00020924i & 0.00018536 - 0.00020924i \\ -0.011681 - 3.6864e - 05i & -0.011681 + 3.6864e - 05i & -0.0033033 - 0.4983i & -0.0033033 + 0.4983i & -0.50118 + 0i & -0.50118 + 0i \\ -0.074818 + 0.015141i & -0.074818 - 0.015141i & -0.00013663 + 0.50164i & -0.00013663 - 0.50164i & -0.49875 + 0.0034481i & -0.49875 - 0.0034481i \\ -0.0010491 + 0.00050298i & -0.0010491 - 0.00050298i & -0.4983 + 0.0033026i & -0.4983 - 0.0033026i & 7.8105e - 07 + 0.50118i & 7.8105e - 07 - 0.50118i \\ 0.70294 + 0.0013605i & 0.70294 - 0.0013605i & 0.50172 + 0i & 0.50172 + 0i & 0.0035521 + 0.49885i & 0.0035521 - 0.49885i \end{bmatrix}$$

La matriz *left eigenvector* está dado por:

$$\Psi = \begin{bmatrix} -0.00027979 - 32.885i & 0.70766 - 0.023047i & -4.5882e - 05 + 0.00026806i & 0.00030717 + 0.01362i & -1.1629e - 05 - 0.0019198i & -0.00028716 + 0.014058i \\ -0.00027979 + 32.885i & 0.70766 + 0.023047i & -4.5882e - 05 - 0.00026806i & 0.00030717 - 0.01362i & -1.1629e - 05 + 0.0019198i & -0.00028716 - 0.014058i \\ -0.031555 + 0.50005i & -0.49897 - 0.047766i & 0.00017484 + 0.49882i & 0.003222 - 0.50146i & -0.49882 + 0.00018859i & 0.50136 + 0.003111i \\ -0.031555 - 0.50005i & -0.49897 + 0.047766i & 0.00017484 - 0.49882i & 0.003222 + 0.50146i & -0.49882 - 0.00018859i & 0.50136 - 0.003111i \\ 0.49497 + 0.061083i & -0.060698 + 0.49496i & -0.50169 - 0.0034619i & -0.4986 + 8.5892e - 05i & 0.0034754 - 0.50168i & -0.00020361 - 0.49851i \\ 0.49497 + 0.061083i & -0.060698 - 0.49496i & -0.50169 + 0.0034619i & -0.4986 - 8.5892e - 05i & 0.0034754 + 0.50168i & -0.00020361 + 0.49851i \end{bmatrix}$$

Para identificar la relación entre las variables de estado y los modos de oscilación se calcula la matriz de participación la cual es la siguiente:

La matriz de participación está dada por:

$$P = \begin{bmatrix} 0.50022 + 0.0074247i & 0.50022 - 0.0074247i & -0.00010953 + 0.00011526i & -0.00010953 - 0.00011526i & -0.0001149 + 7.8927e - 05i & -0.0001149 - 7.8927e - 05i \\ 0.50022 - 0.0074247i & 0.50022 + 0.016291i & -0.00010941 + 0.00011537i & -0.00010941 - 0.00011537i & -0.00011482 + 7.9044e - 05i & -0.00011482 - 7.9044e - 05i \\ 5.4584e - 07 - 3.1296e - 06i & 5.4584e - 07 + 3.1296e - 06i & 0.24856 - 0.0017349i & 0.24856 + 0.0017349i & 0.25144 + 0.001735i & 0.25144 - 0.001735i \\ -0.0002292 - 0.0010144i & -0.0002292 + 0.0010144i & 0.25155 + 0.0016848i & 0.25155 - 0.0016848i & 0.24868 - 0.0017621i & 0.24868 + 0.0017621i \\ 9.7782e - 07 + 2.0083e - 06i & 9.7782e - 07 - 2.0083e - 06i & 0.24856 - 0.0017414i & 0.24856 + 0.0017414i & 0.25144 + 0.0017414i & 0.25144 - 0.0017414i \\ -0.00022098 + 0.0098819i & -0.00022098 - 0.0098819i & 0.25154 + 0.0015609i & 0.25154 - 0.0015609i & 0.24868 - 0.0018723i & 0.24868 + 0.0018723i \end{bmatrix}$$

En forma polar se tiene:

$$P = \begin{bmatrix} 0.50028 \angle 0.85036 & 0.50028 \angle -0.85036 & 0.00015901 \angle 133.54 & 0.00015901 \angle -133.54 & 0.00013939 \angle 145.51 & 0.00013939 \angle -145.51 \\ 0.50049 \angle -1.8653 & 0.50049 \angle 1.8653 & 0.000159 \angle 133.48 & 0.000159 \angle -133.48 & 0.00013939 \angle 145.51 & 0.00013939 \angle -145.46 \\ 3.1769e - 06 \angle -80.106 & 3.1769e - 06 \angle 80.106 & 0.24857 \angle -0.3999 & 0.24857 \angle 0.3999 & 0.25144 \angle 0.39536 & 0.25144 \angle -0.39536 \\ 0.0010399 \angle -102.73 & 0.0010399 \angle 102.73 & 0.25156 \angle 0.38374 & 0.25156 \angle -0.38374 & 0.24868 \angle -0.40598 & 0.24868 \angle 0.40598 \\ 2.2337e - 06 \angle 64.039 & 2.2337e - 06 \angle -64.039 & 0.24857 \angle -0.4014 & 0.24857 \angle 0.4014 & 0.25144 \angle 0.39681 & 0.25144 \angle -0.39681 \\ 0.0098844 \angle 91.281 & 0.0098844 \angle -91.281 & 0.25155 \angle 0.35552 & 0.25155 \angle -0.35552 & 0.24869 \angle -0.43138 & 0.24869 \angle 0.43138 \end{bmatrix} \begin{matrix} \Delta \hat{\omega}_r \\ \Delta \hat{\theta}_{sr} \\ \Delta \hat{\psi}_{ds} \\ \Delta \hat{\psi}_{dr} \\ \Delta \hat{\psi}_{qs} \\ \Delta \hat{\psi}_{qr} \end{matrix}$$

λ_1 λ_2 λ_3 λ_4 λ_5 λ_6

Como en el modelo de segundo orden, se puede observar que los modos $\Delta \hat{\omega}_r$ y $\Delta \hat{\theta}_{sr}$ son los dominantes en el modo oscilatorio, por otra parte para los modos no oscilatorios los estados $\Delta \hat{\psi}_{dr}$ y $\Delta \hat{\psi}_{qr}$ son dominantes representados por los eigenvalores λ_3 y λ_4 , así mismo los estados los flujos dados por los ejes en cuadratura y directo $\Delta \hat{\psi}_{ds}$ y $\Delta \hat{\psi}_{qs}$ son los representados por los eigenvalores λ_5 y λ_6 .

En la tabla 7, se encuentran los resultados de eigenvalores mientras se transmite potencia de manera inversa a lo mostrado anteriormente, específicamente de rotor a estator.

Tabla 7. Resultados en un punto de transmisión de rotor a estator de 100 MW

Potencia transmitida MW	Eigenvalores (λ)	Estados Dominantes	Razón de amortiguamiento (ζ)	Frecuencia de oscilación (ω_d)
100 MW	-0.10197 +7.1744i -0.10197 -7.1744i	$\Delta\hat{\omega}_r, \Delta\theta_{sr}$	0.014211	1.1418 Hz
	-12.608 + 376.96i -12.608 - 376.96i	$\Delta\hat{\psi}_{qr}, \Delta\hat{\psi}_{dr}$	0.033428	59.995 Hz
	-0.11579 +376.96i -0.11579 -376.96i	$\Delta\hat{\psi}_{ds}, \Delta\hat{\psi}_{qs}$	0.00030717	59.995 Hz

Se observa que los valores propios son los mismos cuando se transmite potencia de estator a rotor (véase la tabla 7), por lo tanto se concluye que la dirección de flujo de potencia a través del VFT no influye en los valores propios ni en la frecuencia de oscilación.

Ahora bien, debido a la conclusión anterior el análisis de los siguientes modelos será solo transmitiendo potencia de estator a rotor.

Es importante notar que al poseer una inercia tan alta baja la frecuencia natural, y al ir incrementando las reactancias o bien la rigidez de la máquina disminuye el par eléctrico K_s y por ende la frecuencia natural también disminuye.

Es evidente que el modelo posee amortiguamiento positivo debido a que los eigenvalores de la máquina son negativos, este amortiguamiento es debido principalmente a los devanados del rotor [63]. De esta manera si por el contrario el amortiguamiento fuese negativo o un amortiguamiento demasiado reducido, posiblemente el punto de los eigenvalores será positivo [52].

Por lo tanto cuando se encuentra el VFT bajo la influencia del devanado de amortiguamiento el VFT es “oscilatoriamente estable”, esto significa que cuando se encuentra sujeto a pequeños disturbios este regresara a su estado estable de equilibrio con una oscilación decreciente [52].

Por otra parte se ingresan pruebas con los datos de un motor los cuales se pueden observar en la tabla 8 los resultados son los siguientes:

Tabla 8. Resultados usando datos como motor de inducción con rotor devanado.

Potencia transmitida MW	Eigenvalores (λ)	Estados Dominantes	Razón de amortiguamiento (ζ)	Frecuencia de oscilación (ω_d)
100 MW	-0.51353 +16.239i -0.51353 -16.239i	$\Delta\hat{\omega}_r, \Delta\theta_{sr}$	0.031608	2.5845 Hz
	-18.385+ 376.69i -18.385 - 376.69i	$\Delta\hat{\psi}_{qr}, \Delta\hat{\psi}_{dr}$	0.048749	59.951 Hz
	-215.86 +376.98i -215.86 -376.98i	$\Delta\hat{\psi}_{ds}, \Delta\hat{\psi}_{qs}$	0.49691	59.999 Hz

Se puede observar que debido al valor de la inercia relativamente baja con respecto a la que posee un VFT la frecuencia de oscilación aumenta, por lo tanto no muy conveniente usar los datos de un motor de inducción de rotor devanado.

3.8.3 Análisis modelo segundo orden lineal con regulador de velocidad

Para el siguiente análisis se parte de las ganancias ya sintonizadas por el método de Ziegler-Nichols las cuales se presentan en la tabla 9, para el regulador de velocidad solo se usaron las ganancias $K_{i\omega}$ y $K_{p\omega}$, los resultados de la tabla 10, corresponden al modelo lineal visto en la sección 2. Con una ganancia de amortiguamiento cuyo valor es de $K_D = 15$, la cual corresponde a los devanados de amortiguamiento del modelo de sexto orden y un ángulo de $\theta_{sr} = 7.1320332514$, el cual es correspondiente al punto de operación durante una transmisión de 100MW

Tabla 9. Parámetros de ganancias [20], [59], [60].

Ganancia	Valor
K_{pp}	0.051
K_{ip}	1.05
$K_{i\omega}$	0.0002
$K_{p\omega}$	0.07

Tabla 10. Resultados del modelo con regulador de velocidad

Potencia transmitida MW	Eigenvalores (λ)	Estados Dominantes	Razón de amortiguamiento (ζ)	Frecuencia de oscilación (ω_d)
100 MW	-0.14305 + 7.7403i -0.14305 - 7.7403i	$\Delta\hat{\omega}_r, \Delta\theta_{sr}$	0.018478	1.2319 Hz
	-10.002 + 0i	ΔT_m	----	----
	-3.2378e-18 + 0i	Δy_T	----	----

El valor de la razón de amortiguamiento se está demostrando que no tiene amortiguación KD, en cambio la parte real de todos los valores propios son negativos lo que indica que hay una amortiguación debido al control proporcional que regula la velocidad.

En los resultados de la tabla 10, se puede ver el efecto que tiene el regulador de velocidad aumentando un amortiguamiento en las ecuaciones electromecánicas o bien en los componentes de par de sincronización, esto es debido principalmente a las ganancias $K_{i\omega}$ y $K_{p\omega}$, ganancias del proporcional integral.

Se tiene como *right eigenvector*:

$$\Phi = \begin{bmatrix} -0.00037937 + 0.020527i & -0.00037937 - 0.020527i & 0.001223 + 0i & -1.5349e-17 + 0i \\ 0.99978 + 0i & 0.99978 + 0i & -0.046096 + 0i & -0.085203 + 0i \\ -0.00018564 - 1.4266e-20i & -0.00018564 + 1.4266e-20i & 8.5591e-06 + 0i & 0.70454 + 0i \\ -0.002092 - 0.0025223i & -0.002092 + 0.0025223i & 0.99894 + 0i & 0.70454 + 0i \end{bmatrix}$$

La matriz *left eigenvector* normalizado como $\Psi\Phi = I$ es la siguiente:

$$\Psi = \begin{bmatrix} 0.0028355 - 24.354i & 0.50016 - 0.0091854i & 0.037411 - 0.030505i & 0.023076 + 0.029394i \\ 0.0028355 + 24.354i & 0.50016 + 0.0091854i & 0.037411 + 0.030505i & 0.023076 - 0.029394i \\ 0.123 - 4.9655e-19i & 0.0019554 - 1.4441e-20i & -1.0008 - 1.4404e-20i & 1.001 + 1.4377e-20i \\ 2.2973e-18 + 9.3698e-19i & 0.00026356 + 3.5339e-22i & 1.4194 + 1.1736e-21i & 1.0669e-17 - 1.1309e-21i \end{bmatrix}$$

Teniendo la matriz de participación la cual está dada por:

$$P = \begin{bmatrix} 0.49992 + 0.0092974i & 0.49992 - 0.0092974i & 0.00015043 - 6.073e-22i & -3.5262e-35 - 1.4382e-35i \\ 0.50006 - 0.0091834i & 0.50006 + 0.0091834i & -9.0137e-05 + 6.6566e-22i & -2.2456e-05 - 3.011e-23i \\ -6.9451e-06 + 5.6629e-06i & -6.9451e-06 - 5.6629e-06i & -8.5658e-06 - 1.2329e-25i & 1 + 8.2685e-22i \\ 2.5864e-05 - 0.0001197i & 2.5864e-05 + 0.0001197i & 0.99995 + 1.4362e-20i & 7.5165e-18 - 7.9674e-22i \end{bmatrix}$$

Esta matriz es una medición de la participación relativa de la variable de estado con el modo [42] [43]. Como se muestra en la tabla 10 el estado dominante ΔT_m posee alta participación en el modo no oscilatorio representado por el eigenvalor λ_3 , así también el estado Δy_T es el dominante en el eigenvalor λ_4 .

$$P = \begin{bmatrix} 0.50001 \angle 1.0654 & 0.50001 \angle -1.0654 & 0.00015043 \angle -2.3131e-16 & 3.8082e-35 \angle -157.81 \\ 0.50014 \angle -1.0521 & 0.50014 \angle 1.0521 & 9.0137e-05 \angle 180 & 2.2456e-05 \angle -180 \\ 8.9612e-06 \angle 140.81 & 8.9612e-06 \angle -140.81 & 8.5658e-06 \angle -180 & 1.0 \angle 4.7374e-20 \\ 0.00012246 \angle -77.807 & 0.00012246 \angle 77.807 & 0.99995 \angle 8.2293e-19 & 7.5165e-18 \angle -0.0060733 \end{bmatrix} \begin{matrix} \Delta \dot{\omega}_r \\ \Delta \dot{\theta}_r \\ \Delta \dot{y}_T \\ \Delta T_m^i \end{matrix}$$

$\lambda_1 \qquad \qquad \lambda_2 \qquad \qquad \lambda_3 \qquad \qquad \lambda_4$

3.8.4 Análisis modelo segundo orden lineal con regulador de velocidad y regulador de Potencia

De la misma manera se obtienen valores propios utilizando los valores sintonizados que se presentan en la tabla 11, este es el modelo final el cual representa una conexión síncrona entre los dos sistemas.

Tabla 11. Resultados del modelo con regulador de velocidad y de potencia

Potencia transmitida MW	Eigenvalores (λ)	Estados Dominantes	Razón de amortiguamiento (ζ)	Frecuencia de oscilación (ω_d)
100 MW	-0.11525 +7.7321i -0.11525 -7.7321i	$\Delta \dot{\omega}_r, \Delta \theta_{sr}$	0.014903	1.2306 Hz
	-9.9877 +0i	ΔT_m	---	---
	-0.067266 +0i	Δy_ω	---	---
	-0.0029844 +0i	Δy_T	---	---

Para este sistema, se puede hacer las siguientes observaciones generales con respecto a los efectos del regulador de potencia.

- El estado dominante de Δy_ω corresponde a un modo no oscilatorio.
- Con K_{pp} ya sintonizada por Ziegler-Nichols se obtiene un valor muy pequeño podría ser considerado como cero (si es considerado cero se puede decir que es estable pero no asintóticamente estable), pero aun así por muy pequeño que se encuentre este valor es real y positivo. Por lo que representa una inestabilidad aperiódica (señal que no se repite regularmente) [20].
- Con K_{pp} mayor a 5 se obtiene un eigenvalor real negativo, logrando obtener todos los estados dominantes en un valor negativo y así posicionarlo dentro de la estabilidad.
- Con K_{pp} mayor a 8 se obtiene nuevamente un valor real negativo, por lo tanto se concluye que se tiene un rango específico en el cual la ganancia proporcional del regulador de potencia describe si el sistema es asintóticamente estable o no ante un pequeño incremento en alguna de sus entradas.

Ahora se procede a realizar un análisis de eigenvectores.

La matriz *right eigenvector* queda de la siguiente manera:

$$\Phi = \begin{bmatrix} -0.013989 - 0.00041712i & -0.013989 + 0.00041712i & -0.0012226 + 0i & -1.4482e - 06 + 0i & 2.8507e - 09 + 0i \\ -0.010169 + 0.68223i & -0.010169 - 0.68223i & 0.046147 + 0i & 0.0081162 + 0i & -0.00036011 + 0i \\ 0.72959 + 0i & 0.72959 + 0i & -0.038205 + 0i & -0.99771 + 0i & 0.99776 + 0i \\ 7.166e - 06 - 1.9229e - 05i & 7.166e - 06 + 1.9229e - 05i & 3.5087e - 07 + 0i & 0.0029563 + 0i & -0.066856 + 0i \\ 0.042377 - 0.012764i & 0.042377 + 0.012764i & -0.9982 + 0i & -0.067095 + 0i & 0.0029776 + 0i \end{bmatrix}$$

La matriz *left eigenvector* está dado por:

$$\Psi = \begin{bmatrix} -35.76 + 0.22969i & -0.021061 - 0.73339i & -0.0031402 - 0.0038398i & -0.044841 - 0.054872i & 0.042944 - 0.034039i \\ -35.76 - 0.22969i & -0.021061 + 0.73339i & -0.0031402 + 0.0038398i & -0.044841 + 0.054872i & 0.042944 + 0.034039i \\ 0.64268 - 3.5372e - 18i & -0.018403 - 6.7323e - 18i & 0.070496 - 2.5568e - 18i & 1.0074 + 1.1269e - 19i & -1.0061 - 1.7935e - 19i \\ -54.753 + 3.073e - 16i & -0.031937 + 1.4009e - 16i & -1.0563 + 7.7166e - 18i & -15.759 - 3.1555e - 19i & 0.10601 + 5.941e - 18i \\ -2.4286 + 1.3633e - 17i & -0.0018387 + 6.205e - 18i & -0.046711 - 4.6888e - 20i & -15.654 + 0i & 0.0046719 + 2.6351e - 19i \end{bmatrix}$$

La matriz de participación es la siguiente:

$$P = \begin{bmatrix} 0.50035 + 0.011703i & 0.50035 - 0.011703i & -0.00078573 + 4.3245e - 21i & 7.9291e - 05 - 4.4502e - 22i & -6.9233e - 09 + 3.8864e - 26i \\ 0.50055 - 0.0069112i & 0.50055 + 0.0069112i & -0.00084922 - 3.1067e - 19i & -0.00025921 + 1.137e - 18i & 6.6214e - 07 - 2.2345e - 21i \\ -0.0022911 - 0.0028015i & -0.0022911 + 0.0028015i & -0.0026933 + 9.7683e - 20i & 1.0539 - 7.699e - 18i & -0.046606 - 4.6783e - 20i \\ -1.3765e - 06 + 4.6905e - 07i & -1.3765e - 06 - 4.6905e - 07i & 3.5345e - 07 + 3.9539e - 26i & -0.046589 - 9.3286e - 22i & 1.0466 + 0i \\ 0.0013854 - 0.0019906i & 0.0013854 + 0.0019906i & 1.0043 + 1.7903e - 19i & -0.0071125 - 3.9861e - 19i & 1.3911e - 05 + 7.8465e - 22i \end{bmatrix}$$

$$\mathbf{P} = \begin{bmatrix}
 \lambda_1 & \lambda_2 & \lambda_3 & \lambda_4 & \lambda_5 \\
 0.50049 \angle 1.3399 & 0.50049 \angle -1.3399 & 0.00078573 \angle 180 & 7.9291e-05 \angle -3.2158e-16 & 6.9233e-09 \angle 180 \\
 0.5006 \angle -0.79104 & 0.5006 \angle 0.79104 & 0.00084922 \angle -180 & 0.00025921 \angle 180 & 6.6214e-07 \angle -1.9335e-13 \\
 0.003619 \angle -129.28 & 0.003619 \angle 129.28 & 0.0026933 \angle 180 & 1.0539 \angle -4.1857e-16 & 0.046606 \angle -180 \\
 1.4542e-06 \angle 161.18 & 1.4542e-06 \angle -161.18 & 3.5345e-07 \angle 6.4093e-18 & 0.046589 \angle -180 & 1.0466 \angle 0.0 \\
 0.0024252 \angle -55.164 & 0.0024252 \angle 55.164 & 1.0043 \angle 1.0214e-17 & 0.0071125 \angle -180 & 1.3911e-05 \angle 3.2318e-15
 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \dot{\omega}_r \\ \Delta \dot{\theta}_r \\ \Delta \dot{\gamma}_\omega \\ \Delta \dot{\gamma}_T \\ \Delta \dot{I}_m \end{bmatrix}$$

De los resultados de la Matriz de participación se deduce a que variable corresponde cada eigenvalor, uno de ellos es λ_4 el cual corresponde a la variable de estado Δy_ω , esto debido a que es el estado dominante su fila correspondiente.

En la figura 20 se muestra su respuesta para un sistema de control definido en el espacio de estados, ya que se conoce la matriz A, la matriz de control B y la matriz de salida C, definiendo como salida la posición angular del rotor; así pues con un comando de Matlab® R2014a (`step(A, B, C, D, t)`) se puede observar su respuesta en el tiempo ante un escalón unitario de las ecuaciones en espacio de estados.

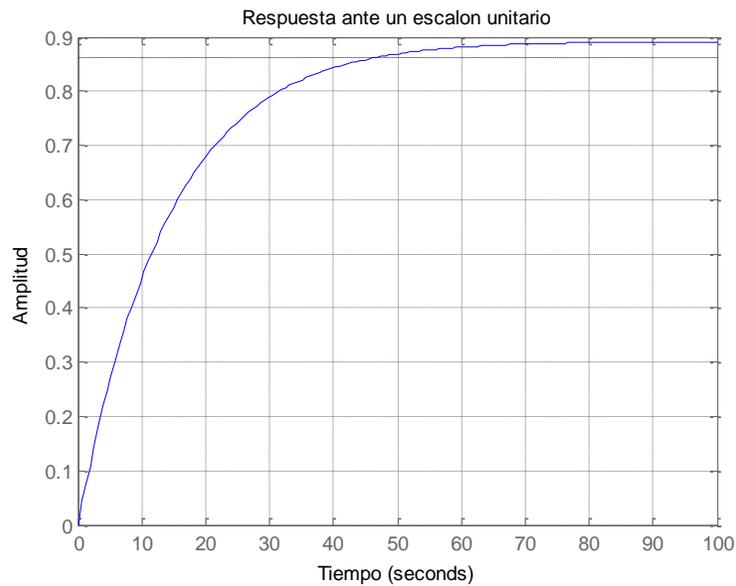


Figura 20. Curva de respuesta del espacio de estados ante una entrada escalón

Se observa en la imagen que el sistema no posee Sobreelongación (máximo valor pico de la curva de respuesta), por lo que el sistema no posee oscilaciones llegando a una estabilidad del sistema, por lo tanto el sistema de control y sus valores de las ganancias no deben modificarse debido a que posee una respuesta transitoria satisfactoria.

CAPÍTULO 4

MODELO DE VFT EN ESTUDIOS DE FLUJOS DE CARGA Y PRUEBAS EN SISTEMAS MULTIMÁQUINAS EN PST

4.1 Introducción

En este capítulo se presenta un análisis de sistemas multimáquinas interconectados con un VFT, en los casos de estudio se usan 3 SEP de prueba en dos configuraciones en donde se utilizan modelos clásicos para representar a los generadores a una base de 100 MVA:

- Sistema 11 nodos (Kundur) donde se añade el VFT dividiendo al sistema.
- Sistema de 5 nodos (Stagg) con el sistema 9 nodos (Anderson).

Se programa para el análisis el modelo de la máquina de inducción de rotor devanado entre dos sistemas en el cual se utiliza la paquetería de PST (Power System Toolbox) el cual puede ser descargado desde la referencia [64] de manera gratuita, este es un código que puede realizar estudios de flujos de potencia, estudios de estabilidad angular transitoria y estabilidad angular en pequeñas señales, utilizando el modelo de estado no lineal del sistema de potencia [65]; además de estos también realiza estudios de estabilidad de voltaje.

PST consiste en un conjunto coordinado de archivos .m en Matlab® R2014a que modelan los componentes del sistema de potencia necesarios para el estudio de flujo de potencia del sistema y de estabilidad. La caja de herramientas vienen con archivos m, ejemplos de demostración de cómo los modelos pueden ser utilizados, además de varios conjuntos de datos dinámicos y manuales de usuario [66].

Por otra parte, el código carece de modelos de dispositivos para control de flujo y debido a la función del VFT es necesario mantener un flujo entre áreas, por esta razón se le complementa al código del programa con un modelo de un Transformador Desfasador, el cual fue necesario para disponer de un control de flujo o bien mantener un flujo entre áreas de 100 MW en sistemas multimáquinas.

En los modelos de estabilidad se representan los elementos de la red de transmisión por ecuaciones algebraicas (la matriz de admitancias de nodos o bien la matriz Jacobiana) seguidas de las ecuaciones dinámicas que representan a los generadores. En este capítulo hay una breve descripción de la matriz Jacobiana incluyendo un control de Potencia Activa.

4.2 Control de transferencia de potencia entre áreas

Concretamente el control de un área se basa en regular un intercambio específico de potencia real entre áreas de la red, para realizar este control de potencia se utiliza un transformador desfásador.

Este intercambio de potencia es reflejado en el tradicional ajuste de flujos de potencia, donde la generación de potencia real de un área se ajusta con los nodos compensadores con cada iteración de flujos de potencia [8] [40] [67].

Básicamente la forma en la que se desarrolla es que en cada iteración se realiza la diferencia entre la potencia deseada de salida de un nodo y la potencia actual de este, así pues el bus swing del área se va ajustando con cada iteración [68].

La metodología que se usa para evaluar el control de intercambio de potencia en flujos de potencia es usando el método de Newton-Raphson.

En esta metodología las ecuaciones que corresponden al intercambio de potencia son incorporadas como ecuaciones a resolver durante el problema de flujos de potencia, se linealizan éstas y se obtiene una solución en cada iteración.

Durante este proceso el intercambio de potencia activa de la red se representa internamente en la matriz del Jacobiano agregando una fila y una columna. Las correspondientes soluciones de este sistema de ecuaciones corresponden a una nueva variable de estado lo cual produce un sistema de ecuaciones aumentado [69]. [70]

Una desventaja es que en la matriz del Jacobiano inicia a volverse escasa. Se puede resumir que la transferencia de potencia P_{km} a través de una línea conectada entre dos nodos k y m se determina en gran manera por la magnitud de sus voltajes V_k y V_m además de la diferencia en sus respectivos ángulos θ_k y θ_m , quedando de la siguiente manera [33] [70]:

$$P_{km} = \frac{V_k V_m}{X_{km}} * \sin(\theta_k - \theta_m) \quad (4.2.1)$$

4.3 Transformador Desfasador

El VFT es esencialmente un Transformador de Fase Desfasada continuamente variable, este dispositivo ajusta el flujo de energía en un sistema de CA siguiendo las mismas leyes físicas que las fases convencionales de un TD [9] [71].

Para el estudio se inicia obteniendo su condición en equilibrio esta se consigue con los análisis de flujo de carga; para realizar este estudio el VFT es modelado como un Transformador de Fase Desfasada el cual puede ser cambiado continuamente entre -180° a $+180^\circ$ y así obtener el flujo de potencia deseado. [11]. La compensación típica para el VFT varia de 20 a 80% dependiendo del requisito de potencia reactiva del sistema [17].

Durante un análisis de flujos ya sea por Gauss Seidel o Newton-Raphson no se puede obtener un control de flujo de potencia activa entre nodos [72], pero a través de un transformador desfasador es posible obtener un control de flujo establecido el cual modificara todos los demás flujos de la red; esto se logra realizando ajustes de los ángulos de fase de los voltajes nodales [33], [72], [73].

Un TD puede ser representado por un circuito equivalente mostrado en la figura 21:

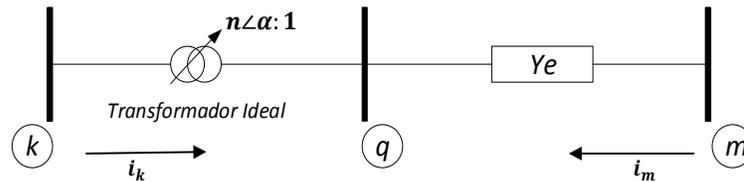


Figura 21. Representación del Transformador Desfasador

El cual consiste en una admitancia en serie con un transformador ideal, este posee una relación de vueltas compleja $n\angle\alpha$. El tamaño de paso del ángulo de fase no puede ser igual a diferentes posiciones del tap, sin embargo tamaños de pasos iguales son usados generalmente para estudios de flujo de potencia y estudios de estabilidad transitoria y en estado estacionario [33].

Donde:

$$n\angle\alpha = n(\cos \alpha + j \sin \alpha) = a_s + jb_s \quad (4.3.1)$$

De la representación del circuito se obtiene la siguiente matriz, la cual define las corrientes a base de las tensiones en los nodos además de la admitancia y la relación de vueltas compleja, cabe mencionar que el diagrama de la figura 21 posee un nodo ficticio entre los nodos al cual se direccionan las corrientes [33].

$$\begin{bmatrix} i_k \\ i_m \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{Y_e}{a^2_s + b^2_s} & \frac{-Y_e}{a^2_s - b^2_s} \\ \frac{-Y_e}{a^2_s + b^2_s} & Y_e \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_k \\ v_m \end{bmatrix} \quad (4.3.2)$$

Se puede observar que la matriz de admitancia no es simétrica. Por lo que bajo esta condición no se puede usar la matriz de admitancia para procesar un cálculo del sistema de potencia. Debido a que no se puede usar una matriz constante Y-bus factorizada repetidamente [74], [70]. Por lo que se procede a obtener un equivalente de inyecciones de corriente, y posteriormente las correspondientes inyecciones de potencia en las terminales de los nodos k y m los cuales son los siguientes:

$$S_{ks} = V_k I_{ks} \quad (4.3.3)$$

$$S_{ms} = V_m I_{ms} \quad (4.3.4)$$

Así para el cálculo de flujo de carga se puede usar una matriz Y-Bus simétrica, para esto en cada iteración se usa el cálculo de voltajes en los nodos para obtener las inyecciones de potencia correspondientes al modelo equivalente del TD en los nodos k y m quedando de la siguiente manera [74], [67], [70].

$$P_k = V_k^2 G - V_k V_m [G \cos(\theta_k - \theta_m - \phi) + B \sin(\theta_k - \theta_m - \phi)] \quad (4.3.5)$$

$$Q_k = -V_k^2 B - V_k V_m [G \sin(\theta_k - \theta_m - \phi) - B \cos(\theta_k - \theta_m - \phi)] \quad (4.3.6)$$

$$P_m = V_m^2 G - V_m V_k [G \cos(\theta_m - \theta_k + \phi) + B \sin(\theta_m - \theta_k + \phi)] \quad (4.3.7)$$

$$Q_m = -V_m^2 B - V_m V_k [G \sin(\theta_m - \theta_k + \phi) - B \cos(\theta_m - \theta_k + \phi)] \quad (4.3.8)$$

Donde:

$$Y = G + jB \quad (4.3.9)$$

4.3.1 Transformador desfasador en estudio de flujos de carga

Se parte de la forma más básica del problema de flujo de carga el cual consiste en resolver un conjunto de ecuaciones algebraicas no lineales que representan la red bajo condiciones de estado estacionario.

Para implementar las contribuciones correspondientes al Transformador Desfasador en este método de Newton-Raphson se requiere de la matriz Jacobiana para ser modificada agregando una fila y columna por TD, así pues las variables de estado de un TD son ajustadas automáticamente a fin de satisfacer un flujo de potencia específica para este caso se denomina $\Delta\phi$ como la variable a hallar [70] [75] [76].

$$\begin{bmatrix} \Delta P_k \\ \Delta P_m \\ \Delta\theta_k \\ \Delta\theta_m \\ \Delta P_{km} \end{bmatrix}^{(i)} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_k}{\partial\theta_k} & \frac{\partial P_k}{\partial\theta_m} & \frac{\partial P_k}{\partial V_k} V_k & \frac{\partial P_k}{\partial V_m} V_m & \frac{\partial P_k}{\partial\phi} \\ \frac{\partial P_m}{\partial\theta_k} & \frac{\partial P_m}{\partial\theta_m} & \frac{\partial P_m}{\partial V_k} V_k & \frac{\partial P_m}{\partial V_m} V_m & \frac{\partial P_m}{\partial\phi} \\ \frac{\partial Q_k}{\partial\theta_k} & \frac{\partial Q_k}{\partial\theta_m} & \frac{\partial Q_k}{\partial V_k} V_k & \frac{\partial Q_k}{\partial V_m} V_m & \frac{\partial Q_k}{\partial\phi} \\ \frac{\partial Q_m}{\partial\theta_k} & \frac{\partial Q_m}{\partial\theta_m} & \frac{\partial Q_m}{\partial V_k} V_k & \frac{\partial Q_m}{\partial V_m} V_m & \frac{\partial Q_m}{\partial\phi} \\ \frac{\partial P_{km}}{\partial\theta_k} & \frac{\partial P_{km}}{\partial\theta_m} & \frac{\partial P_{km}}{\partial V_k} V_k & \frac{\partial P_{km}}{\partial V_m} V_m & \frac{\partial P_{km}}{\partial\phi} \end{bmatrix}^{(i)} \begin{bmatrix} \Delta\theta_k \\ \Delta\theta_m \\ \frac{\Delta V_k}{V_k} \\ \frac{\Delta V_m}{V_m} \\ \Delta\phi \end{bmatrix}^{(i)} \quad (4.3.10)$$

El orden de la matriz dependerá de la cantidad de TD que se presenten en la red.

Del Jacobiano mostrado arriba se definen las ecuaciones lineales, de las cuales el control de la transferencia de potencia del nodo k al nodo m quedan representadas de la siguiente manera [73], [77]:

$$\frac{\partial P_{km}}{\partial\theta_k} = \frac{\partial P_k}{\partial\theta_k} = -Q_k - V_k^2 B \quad (4.3.11)$$

$$\frac{\partial P_{km}}{\partial\theta_m} = \frac{\partial P_k}{\partial\theta_m} = Q_k + V_k^2 B \quad (4.3.12)$$

$$\frac{\partial P_{km}}{\partial V_k} V_k = \frac{\partial P_m}{\partial V_k} V_k = P_m - V_m^2 G \quad (4.3.13)$$

$$\frac{\partial P_{km}}{\partial V_m} V_m = \frac{\partial P_k}{\partial V_m} V_m = P_k - V_k^2 G \quad (4.3.14)$$

$$\frac{\partial P_{km}}{\partial \phi} = \frac{\partial P_k}{\partial \phi} = Q_k + V_k^2 B \quad (4.3.15)$$

$$\frac{\partial Q_m}{\partial \phi} = \frac{\partial Q_m}{\partial \theta_m} = P_m - V_m^2 G \quad (4.3.16)$$

$$\frac{\partial Q_k}{\partial \phi} = -\frac{\partial Q_k}{\partial \theta_k} = -P_k + V_k^2 G \quad (4.3.17)$$

$$\frac{\partial P_m}{\partial \phi} = -\frac{\partial P_m}{\partial \theta_m} = -Q_m - V_m^2 B \quad (4.3.18)$$

$$\frac{\partial P_k}{\partial \phi} = -\frac{\partial P_k}{\partial \theta_k} = Q_k + V_k^2 B \quad (4.3.19)$$

Durante el proceso de Newton-Raphson el desajuste de potencia se obtiene de la siguiente manera:

$$\Delta P_{km} = P_{km}^{reg} - P_{km}^{cal} \quad (4.3.20)$$

Ahora bien para cada iteración se calcula el incremento en ángulo de fase desfasada, la cual es requerida para para la condición de trasmisión de transferencia de potencia [76], [78], al finalizar la primera iteración se obtiene el nuevo ángulo de ϕ por lo que el vector de cambios incrementales es:

$$\phi^{i+1} = \Delta\phi + \phi^i \quad (4.3.21)$$

De esta manera el diagrama de la figura 22 representa de forma reducida el algoritmo programado al método de Newton-Raphson, desde la opción si existe o no un TD, hasta la formación de la matriz jacobiana, así como la actualización de magnitud y dirección de todos los buses del sistema. El código añadido y las funciones realizadas se puede consultar en el reporte: "Código a pequeñas señales con VFT" [79] y en el apéndice C.

4.3.2 Diagrama de flujo del método Newton-Raphson incluyendo transformador desfasador.

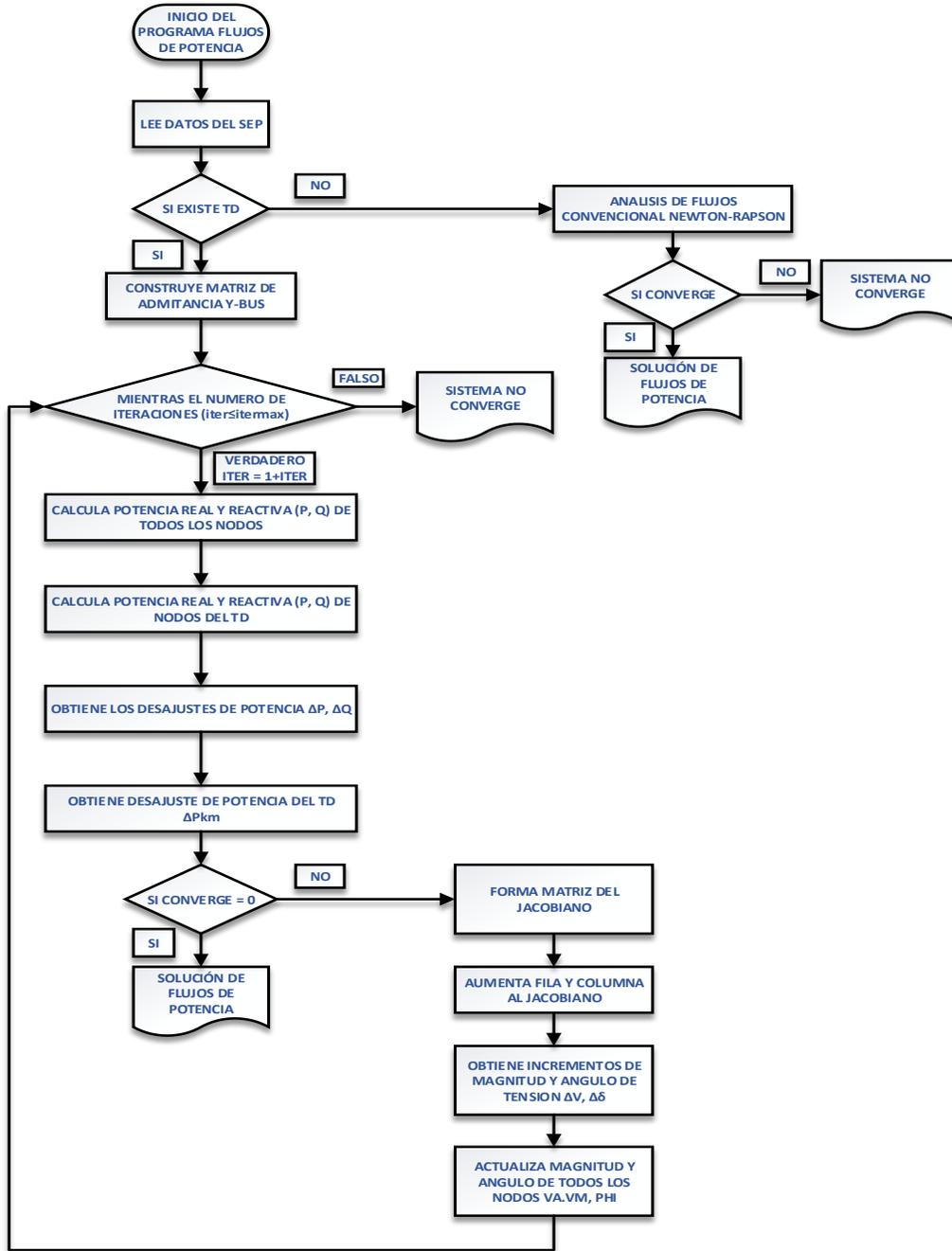


Figura 22. Diagrama del programa de flujos con TD

Aquí se presenta el procedimiento final para obtener la solución de Flujos con un TD, el bloque que contiene las salidas *verdadero* y *falso* representa un ciclo *while*.

4.4 Programa de linealización

El análisis de estabilidad angular de pequeñas señales es usado cuando los cambios en las variables son relativamente pequeñas, por lo regular se le suma un pequeño porcentaje de los valores normales de operación, estas variaciones son representadas por símbolos $\Delta\theta$, ΔV y Δf que significan pequeñas desviaciones de ángulo, magnitud de voltaje y frecuencia desde los valores normales de operación. Las ecuaciones son principalmente lineales [52].

Si los sistemas poseen “n” número de generadores, es de manera estricta que posee “n” número de modos, sin embargo muchos subgrupos de generadores, en particular los pertenecientes a los mismos nodos de los generadores se encuentran oscilando como grupo coherente más que de manera individual. Por lo regular sus frecuencias naturales típicamente se encuentran en un rango de 0.1-5 Hz. Cuando uno de ellos está siendo excitado se dice que el sistema de potencia presenta oscilaciones inter-máquina. Éstas oscilaciones son presentadas debido a su pobre amortiguamiento [33], [38], [52].

4.4.1 Código PST (Power System Toolbox)

El código final, incluyendo el modelo de 5° orden del VFT así como su modelo para el control de flujo de potencia dado como TD se puede consultar en [79] y en el apéndice B. Este paquete de archivos se compila y adjunta para realizar el estudio de estabilidad ante pequeños disturbios, básicamente se genera un modelo en variables de estado a partir de un resultado de flujos de carga que se realiza por Newton-Raphson y de un archivo de datos dinámico correspondiente a los generadores (y sus respectivos controles si los posee) que se describe junto con el sistema de potencia, es así como se parte de un modelo no lineal y se calcula las matrices en espacio de estados [65], [66], [80].

4.4.2 Metodología del programa

En el PST inicia desarrollando una solución de flujos de potencia, después calcula un sistema de estados desde un modelo no lineal, esto se logra a partir de pequeñas perturbaciones que son aplicadas a cada estado en turno. La razón del cambio el cual es el valor del estado más el incremento del cambio en el estado en turno es dividido por la misma magnitud de la perturbación dada, el resultado arroja una columna de la matriz de estado perturbado ya lineal. Las perturbaciones deben ser demasiado pequeñas así pues de la misma manera se obtienen la matriz de entrada B y las matrices de salida C y en dado caso seguida de la matriz D, las cuales corresponden al modelo de estado lineal [66]. Este procedimiento se describe en el diagrama de flujo de la figura 23 este archivo posee el nombre de “svm_mgen”.

El programa de simulación trabaja de la siguiente forma:

Si la linealización directa está dada por:

$$\dot{x} = f(x, u, v)x \quad (4.4.1)$$

$$v = g(x, u, v) \quad (4.4.2)$$

Sea x^0 un vector x en condición de equilibrio, esto es: $\frac{dx}{dt}$ es cero cuando se evalúa en $x = x^0$, ahora sea x^j un vector en el cual todos los elementos excepto el j ésimo son idénticos a los de x^0 , y en el j ésimo valor difiere del correspondiente Δx^j . Entonces si x^j es suficientemente pequeño, por lo que los j ésimos de las columnas A y H se pueden calcular o estimar de:

$$\left(\frac{dx}{dt}\right)^j - \left(\frac{dx}{dt}\right)^0 = A^j \Delta x^j \quad (4.4.3)$$

$$v^j - v^0 = H_j \Delta x^j \quad (4.4.4)$$

Donde $\left(\frac{dx}{dt}\right)^0$ y $\left(\frac{dx}{dt}\right)^j$ se calculan de la ecuación (4.4.1) usando x^0 y x^j ; v^j y v^0 son las salidas que se calculan en base a x^0 y x^j ; A^j y H_j son las j ésimas columnas de A y H. Las columnas de B y F. Son estimadas de la misma forma calculando $\left(\frac{dx}{dt}\right)$ y v con elementos perturbados individualmente en el vector de entrada u .

Considerando las ecuaciones electromecánicas se tiene:

$$\frac{d}{dt} \left(\frac{\omega_r}{\omega_0} \right) = \frac{1}{2H} \left(\hat{T}_e - \hat{T}_m - K_D \left(\Delta \frac{\omega_r}{\omega_0} \right) \right) \quad (4.4.5)$$

$$\frac{d}{dt} \left(\frac{\omega_r}{\omega_0} \right) = \frac{1}{2(26)} (0.9 - 0.9 - 15(1 + 0.0001 - 1)) \quad (4.4.6)$$

Dividiendo entre la perturbación:

$$\frac{d}{dt} \left(\frac{\omega_r}{\omega_0} \right) = \frac{0.000028846}{0.0001} = -0.288461$$

Para posición angular

$$\frac{d}{dt}(\theta_{sr}) = \omega_0 \Delta \omega_r \quad (4.4.7)$$

$$\frac{d}{dt}(\theta_{sr}) = 377(1 + 0.0001 - 1)$$

Dividiendo entre la perturbación:

$$\frac{d}{dt}(\theta_{sr}) = \frac{0.000377}{0.0001} = 377$$

Para el turno de la perturbación en ángulo se tiene:

$$\frac{d}{dt}\left(\frac{\omega_r}{\omega_0}\right) = \frac{1}{2(26)}(\hat{T}_e - 0.9 - 15(1 - 1)) = -0.15902$$

Donde \hat{T}_e es:

$$\hat{T}_e = \frac{\hat{e}_{t1}\hat{e}_{t2}}{\hat{X}_{VFT}} \sin(-(\theta_r)) \quad (4.4.8)$$

$$\hat{T}_e = \frac{\hat{e}_{t1}\hat{e}_{t2}}{\hat{X}_{VFT}} [\sin\theta_r * \cos(-(0.0001)) + \cos\theta_r \sin(-(0.0001))]$$

Por lo tanto la matriz característica está dada por:

$$\begin{bmatrix} \Delta\hat{\omega}_r \\ \Delta\hat{\theta}_r \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -0.288461 & -0.15902 \\ 377 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta\hat{\omega}_r \\ \Delta\hat{\theta}_r \end{bmatrix} \quad (4.4.9)$$

Ahora bien la primera sección del programa que se añade es una que identifica si existe o no dispositivo VFT en el SEP. Posteriormente se define el número de estados incluyendo todos los modelos involucrados en la red para así proceder a la formulación de la matriz A.

La perturbación en todas las variables de estado se realizan en la función “p_cont_to_vft” figura 24 la cual utiliza un “ciclo for”, este ciclo obliga a ir de máquina en máquina por lo que es

ahí donde se adiciona la opción de perturbar los estados del VFT de cada uno incluyendo los controles.

Después de cada tasa de cambio en el cálculo de estado el estado, perturbado se regresa a su condición inicial o bien a su valor en el punto de equilibrio, además de los valores de las variables calculadas como el par mecánico y eléctrico regresan de igual manera a su condición inicial. Esto se realiza en la función “p_file”, la cual está representada en diagrama de flujo en la figura 25.

Las dos funciones tanto como el menú principal fueron utilizadas para agregar el modelo dinámico del VFT y su regulador de potencia.

A continuación se presentan los diagramas de flujo del menú principal y las funciones esenciales del código, en donde se ve la manera en la que se complementa el estudio del Transformador de Frecuencia Variable, además estos describen el procedimiento que realiza el PST para el análisis de estudio como se menciona arriba.

Básicamente los diagramas mostrados son a los que se realizan modificaciones o bien se le adiciona código para leer y perturbar las variables del VFT, además de éstas funciones y no menos importantes se realiza un archivo m donde contiene el modelo no lineal, y extrae los parámetros utilizados desde la base a la que se encuentra, así como las tensiones en los costados obtenidos después de un estudio de flujos hasta calcular un par mecánico y una potencia real y reactiva.

Por lo tanto los diagramas 24, 25 y 26 presentan la configuración final añadiendo el VFT. Dos de ellos son dos funciones principales para la conseguir las matrices en espacio de estados y otra corresponde al menú de inicio.

4.4.3 Diagrama de flujo del Menú principal del PST

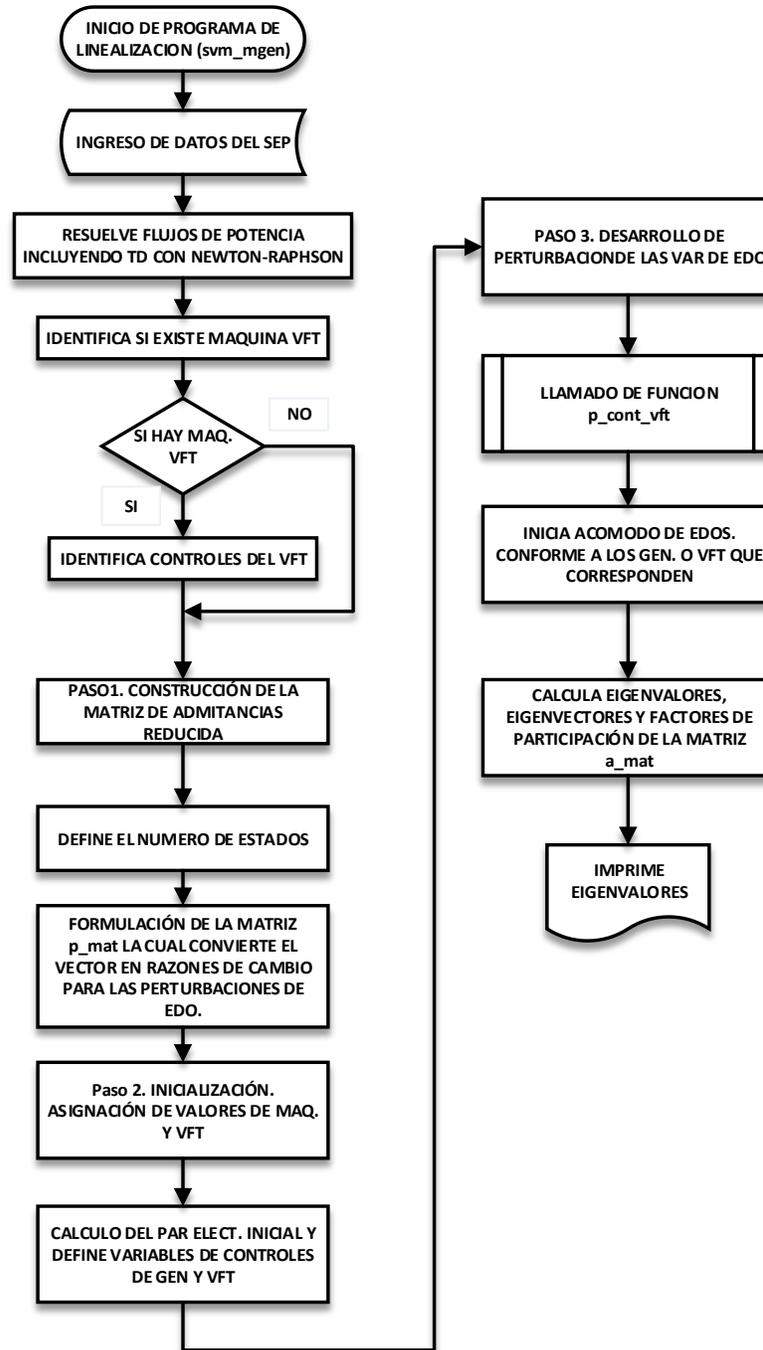


Figura 23. Diagrama de flujo del menú principal archivo “svm_mgen”

4.4.4 Diagrama de flujo de la función “p_cont_to_vft”

Esta función está programada para realizar el incremento de la perturbación en cada estado de las máquinas y del VFT con sus respectivos controles. Por lo que esta función es muy importante ya que es la encargada de tomar el modelo no lineal y eliminar los estados no usados, además se contempla que en ambos casos después de ingresar disturbio hacen llamado a la función denominada “p_file”.

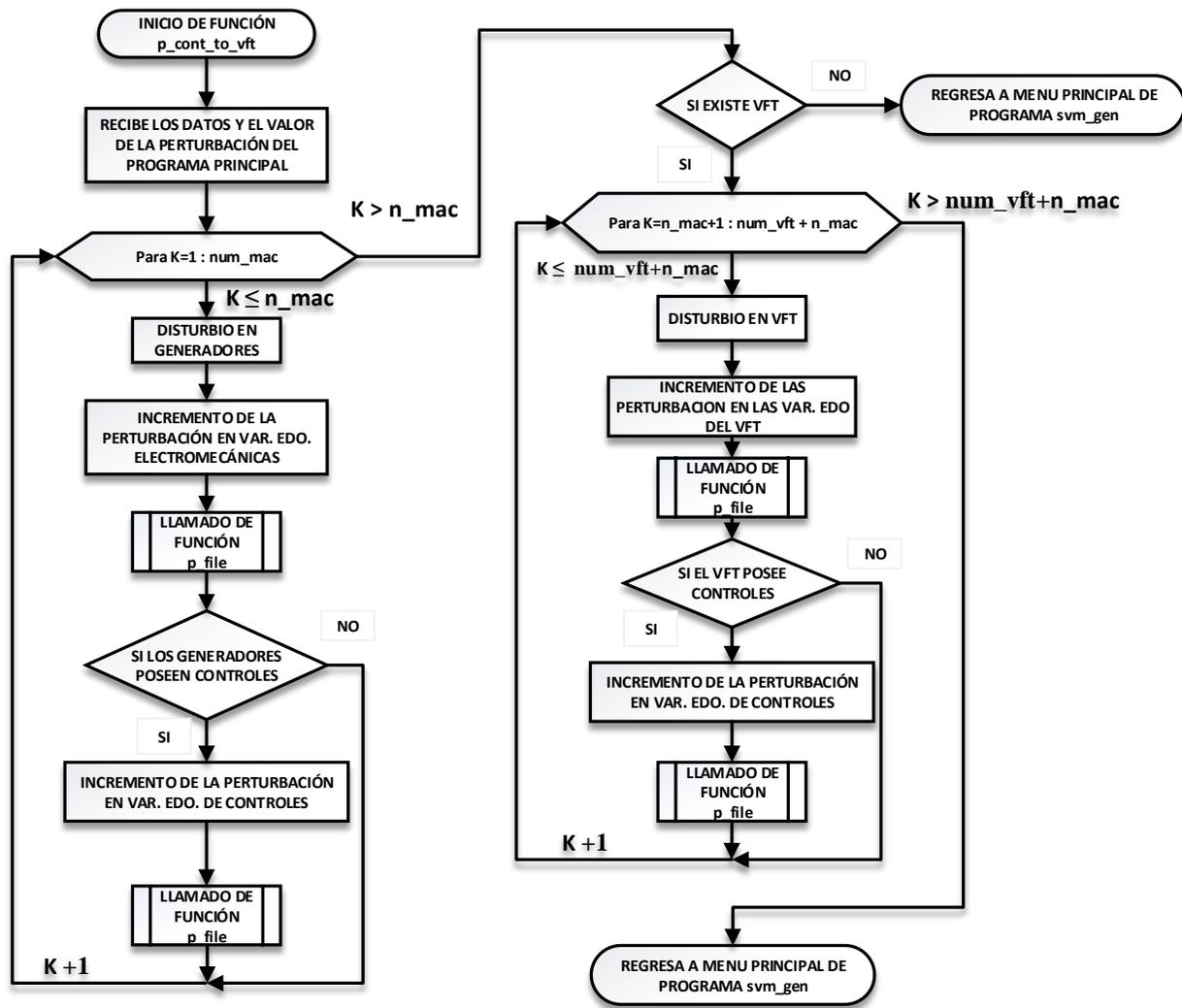


Figura 24. Diagrama de flujo de función “p_cont_to_vft.m”.

4.4.5 Diagrama de flujo de la función “p_file”

Diagrama que representa la función “p_file” encargada de formar las cuatro matrices del modelo de estado y de regresar cada valor a su condición inicial o bien de regresar las variables al punto de equilibrio. La variable p_mat utiliza esparsidad para para obtener los estados de la matriz característica.

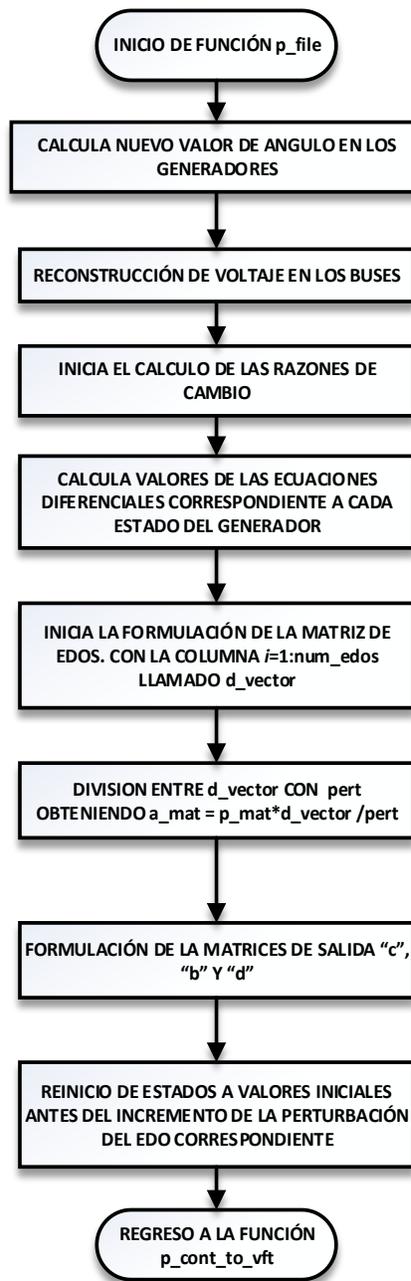


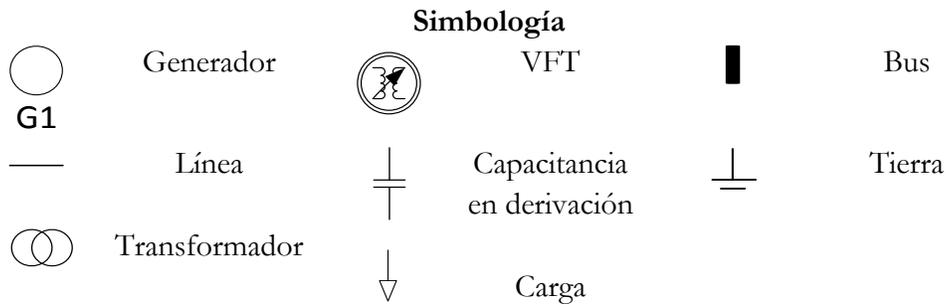
Figura 25. Diagrama de flujo de función “p_file.m”.

4.5 Caso de estudio: Sistema Kundur

El primer sistema de prueba que se usa para el estudio es el Sistema Dos Áreas Kundur 4 Máquinas, el cual se muestra en la figura 26. Al sistema se le realiza una modificación la cual consiste en separar las máquinas a través del Transformador de Frecuencia Variable agregando un nodo en el sistema posee el número 12, con tensión de unitaria y ángulo de fase de cero. Así pues no cambia la finalidad la cual es el estudio fundamental de la naturaleza de las oscilaciones inter área [44], [45].

Los datos utilizados tanto de líneas como de buses y máquinas se encuentran en el apéndice C.

a)



b)

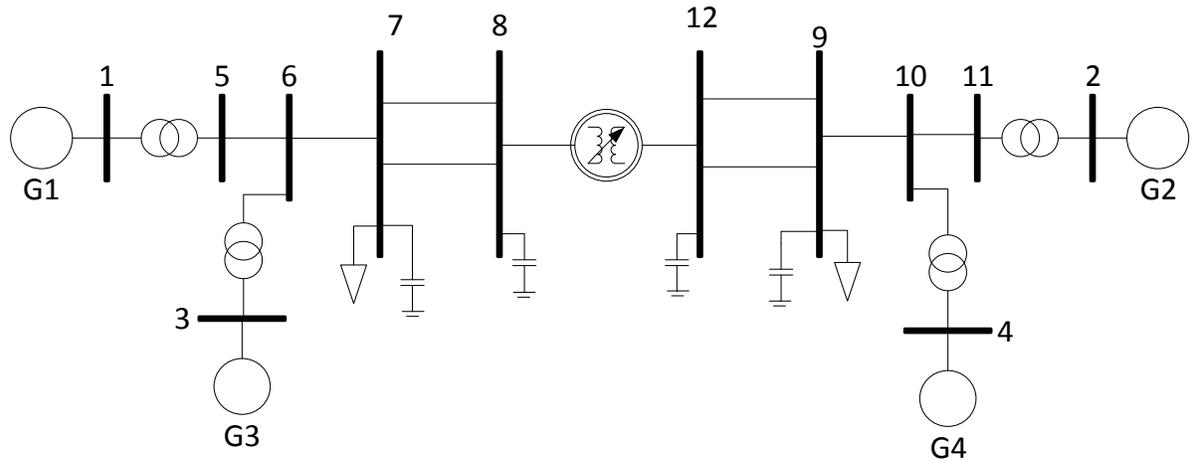


Figura 26. a) Simbología; b) Diagrama Kundur modificado [33]

Para el segundo análisis se utiliza el mismo sistema solo que se conserva su estructura principal, interconectando los sistemas de manera paralela a las cuatro líneas con el Transformador como se ve en la figura 27.

4.5.1 Consideraciones para estudios de flujos de carga

Para las simulaciones de Flujos de carga se debe considerar los siguientes puntos:

- En la representación de la solución de flujos de potencia del SEP se considera el exportar potencia real como positivo y la importación como negativo.
- En primera instancia para estudios de flujos y de estabilidad el TD se considera que la relación de vueltas compleja es siempre nominal con ángulo de cero figura 21.

$$n\angle\alpha = 1\angle 0^\circ$$

- Además de esto se toma en cuenta también el nodo ficticio para la solución de flujos, el cual también pose valores nominales: magnitud de 1 y ángulo de 0° en los próximos casos el nodo ficticio tendrá el último número asignado a los nodos. En el Sistema de prueba Kundur tiene el número 13, y se encuentra entre los nodos 8 y 12.

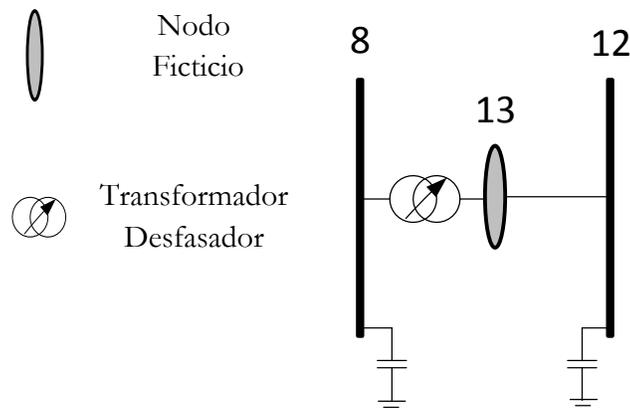


Figura 27. Representación del nodo ficticio

De esta manera se reedireccionan los flujos para mantener y controlar el flujo de potencia activa deseada, el cual para estos casos es de 100 MW utilizando desde el inicio el modelo del TD.

4.5.2 Estudio de flujos de carga

Los análisis de flujos de potencia son vitales en la determinación de estados de operación, así como planeación de nuevos sistemas o para el crecimiento y fortalecimiento de estos. La solución de flujos de potencia del sistema Kundur Dos Áreas se muestra en la figura 28; donde se puede observar el sentido de flujo de potencia que atraviesa el transformador, manteniendo de esta manera la potencia activa de un área hacia otra.

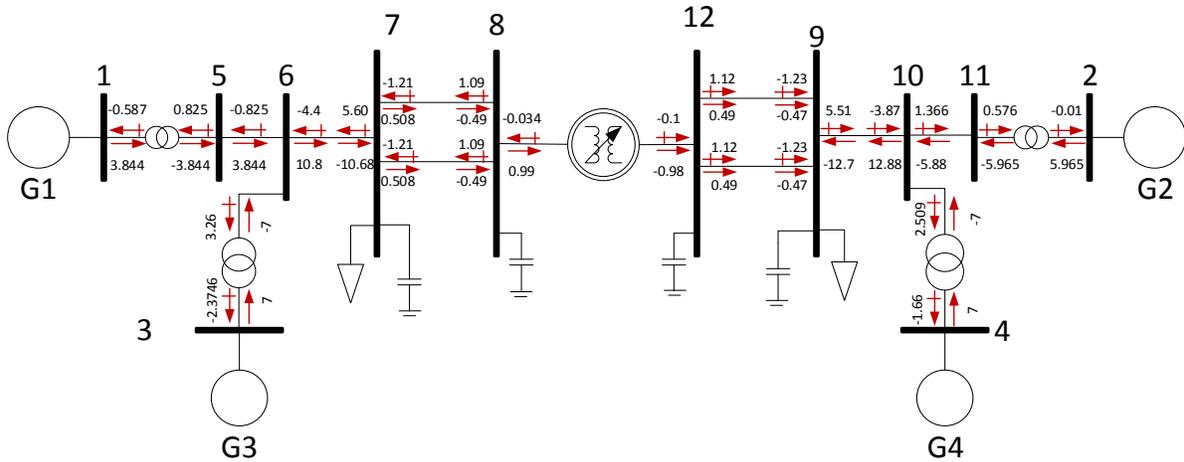


Figura 28. Solución de flujos de potencia con TD

Tabla 12. Ángulo ϕ del TD

Ángulo Final de Transformador Desfasador				
DESDE BUS	A BUS	P. REAL	P. REACTIVE	ANG(ϕ)
8	13	0.99	0.10407	8.997

Tabla 13. Voltaje en nodos

BUS	VOLTS	ANG.	GENERACIÓN		CARGA	
			REAL	REACTIVA	REAL	REACTIVA
1	1.03	20.2	3.8448	-0.58747	0	0
2	1.03	-6.8	5.9654	-0.016023	0	0
3	1.01	17.942	7	-2.3746	0	0
4	1.01	-13.807	7	-1.662	0	0
5	1.0414	16.768	0	0	3.74E-09	-7.77E-08
6	1.0556	11.647	0	0	-2.33E-07	-4.60E-08
7	1.0922	6.0485	0	0	9.67	1
8	1.1994	3.0717	0	0	0.99	-0.03449
9	1.0762	-26.956	0	0	13.67	1
10	1.0439	-20.173	0	0	-1.69E-06	-4.48E-06
11	1.0348	-12.163	0	0	6.53E-07	-1.85E-07
12	1.1961	-25.167	0	0	2.64E-06	-2.67E-06
13	1.2051	-20.851	0	0	0	0

Cuando es sometido a una perturbación, la estabilidad del sistema depende de la condición de operación inicial, así como la naturaleza del disturbio [7]. Para satisfacer esta condición inicial se utiliza la solución de flujos de potencia, mostrada anteriormente tabla 12 y 13.

4.6 Resultados caso de estudio Kundur

La Matriz de Estado A del sistema Dos Áreas con modelo de generadores clásicos lineales alrededor del punto de operación, dado por el resultado de flujos de carga se encuentra en la tabla 14. El resultado del modelo del VFT reducido se encuentra en la parte inferior derecha, representado por una submatriz.

Tabla 14. Matriz de Estado A

a_mat =									
0	376.99	0	0	0	0	0	0	0	0
-0.06068	3.70E-14	0.06070	3.70E-14	3.70E-14	3.70E-14	3.70E-14	3.70E-14	0	0
0	0	0	376.99	0	0	0	0	0	0
0.06660	8.54E-14	-0.06658	8.54E-14	8.54E-14	8.54E-14	8.54E-14	8.54E-14	0	0
0	0	0	0	0	376.99	0	0	0	0
-2.4715	-2.4715	-2.4715	-2.4715	-2.5404	-2.4715	-2.4025	-2.4715	0	0
0	0	0	0	0	0	0	376.99	0	0
-3.6226	-3.6226	-3.6226	-3.6226	-3.5496	-3.6226	-3.6956	-3.6226	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	376.99
0	0	0	0	0	0	0	0	-0.04882	-0.48077

Los eigenvalores de la matriz de estado anterior se obtienen a través de la función *eig* en Matlab® R2014a, dicha función realiza el cálculo con el algoritmo QR [41]. Este algoritmo es una aproximación, la matriz A del sistema es descompuesta en el producto de dos matrices Q y R. La matriz Q una matriz unidad y la matriz R es un matriz triangular. Resolviendo las variables desconocidas usando éstas matrices producen los valores propios en un proceso iterativo, donde la solución converge a cada eigenvalor del sistema [81]. Los resultados en la tabla 15 no se consideran los factores de amortiguamiento de ninguna máquina.

Tabla 15. Eigenvalores del modelo clásico Dos Áreas con VFT

Eig =		Modos
-3.047	+47.837i	1,2
-3.047	-47.837i	
-8.88E-16	+6.9273i	3,4
-8.88E-16	-6.9273i	
-9.25E-06	+7.2943i	5,6
-9.25E-06	-7.2943i	
0.08634	+0i	7,8
-0.08634	+0i	

Tabla 16. Eigenvalores del modelo clásico Dos Áreas con VFT (Continuación)

Eig =		Modos
-0.24038	+4.2835i	9,10
-0.24038	-4.2835i	

Al observar la tabla 15 se nota que todos los valores propios son complejos conjugados esto significa que pertenecen a un ángulo y velocidad del rotor que a pesar de no poseer factor de amortiguamiento muestran un valor real negativo muy cercano a cero, por otra parte aparecen dos valores reales conjugados, notar que la suma de estos valores son cero lo que corresponde a que son los llamados “eigenvalores cero” [33] [37] [41]; estos valores son debido a que cada máquina está referida a una referencia angular igual a cero y que gira a una velocidad síncrona convirtiendo la matriz en singular, es decir que no es invertible. Por una parte el primer valor propio cero se produce porque si los ángulos de todas las máquinas del sistema varían con un valor constante no se producirán cambios en los flujos de potencia de la interconexión de la red; el segundo valor propio cero se produce debido a que el par eléctrico de cada máquina es independiente a las variaciones de la velocidad [33] [37] [41].

Los valores propios obtenidos se pueden expresar también en forma modal tanto en función de sus respectivos eigenvectores derechos e izquierdos; además de estos se obtienen los FP que son importantes porque se identifica la variable de estado a la que pertenece el factor más influyente [42] [43]. Así pues se obtiene un conocimiento amplio del comportamiento modal sobre las variables involucradas del sistema.

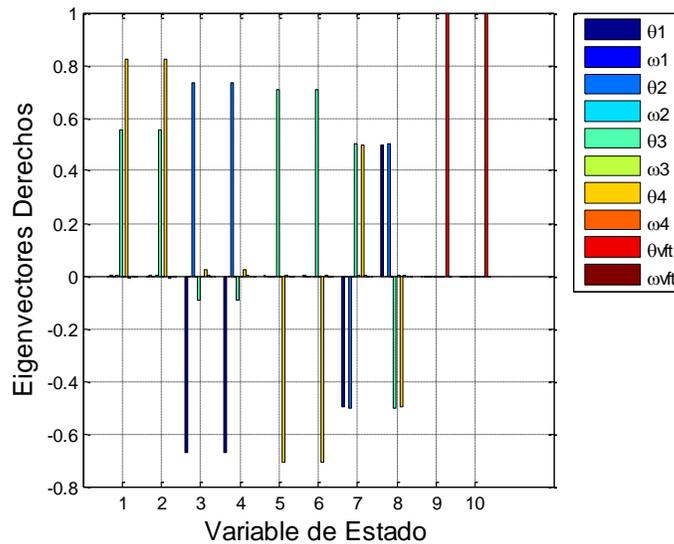


Figura 29. Comportamiento modal de eigenvectores derechos

Una forma de representar los eigenvectores y factores de participación o bien todo lo que conlleva la forma modal se realiza mediante histogramas, que proporcionan la magnitud y la orientación que oscilan las máquinas o grupo de máquinas con respecto a otro grupo de máquinas.

La figura 29, representa el comportamiento de los eigenvectores derechos en el eje real indicando esta gráfica indica un valor cuantitativo de la actividad relativa que tiene cada variable de estado para cada modo de oscilación [42] [43]. Haciendo el análisis en los modos 3 y 4 se puede observar que tienen mayor actividad el estado de la posición angular de la máquina dos, y en contraparte sentido inverso tiene de estado dominante la posición angular de la máquina uno.

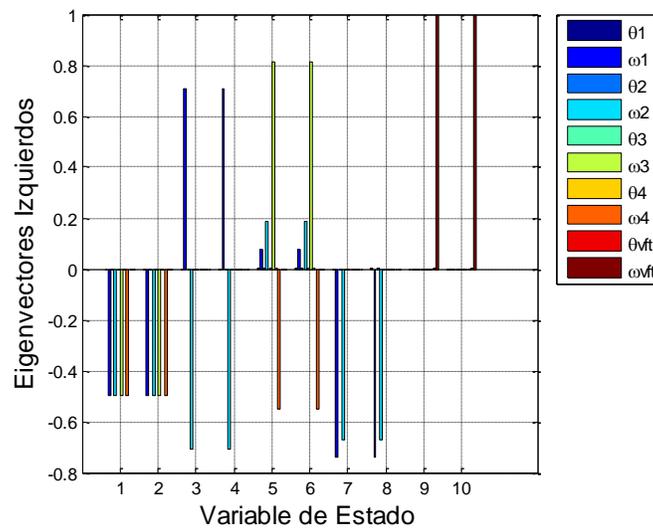


Figura 30. Comportamiento modal de eigenvectores izquierdos

Para condiciones donde existen sistemas con demasiadas variables o bien con modelos de máquinas detallados y se desea conocer que variable de flujo es la que más excita en ese punto, ahí es donde tienen más relevancia éstas gráficas por lo que es de suma importancia el uso de ellas.

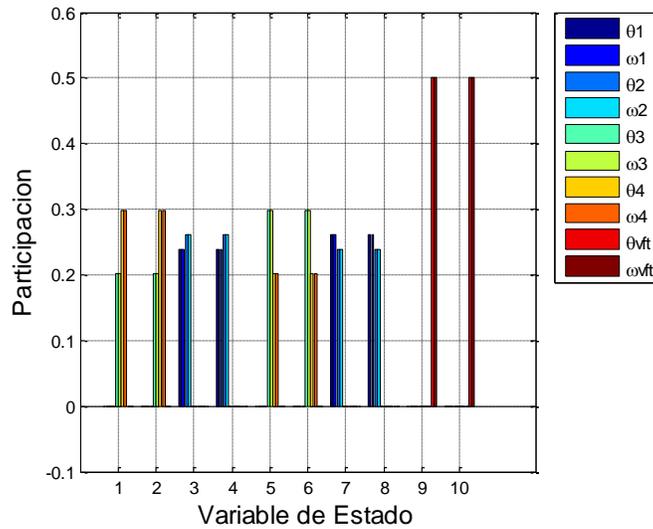


Figura 31. Factores de participación para una transferencia de 99MW

La figura 31 muestra el comportamiento modal de cada variable de estado, esta se presenta en función de la parte de real de una combinación entre los eigenvectores derechos y los eigenvectores izquierdos, por lo tanto esta gráfica da información sobre la actividad que presentan dichas variables en cada modo. De esta manera haciendo el análisis en el modo 1 se puede observar que para los primeros eigenvalores las variables de estado que más participan son las que corresponden a la máquina 4, tanto posición como velocidad angular del rotor. Después las variables más influyentes pertenecen al generador dos, enseguida corresponden las variables de las máquinas tres y uno; y por último se encuentra las variables del VFT, que corresponden a los últimos eigenvalores de la tabla 16. Este análisis modal se encuentra en función de la parte real de los factores de participación.

La tabla 16 presenta el ángulo final del TD a una transferencia de 100 MW y sus respectivas raíces de la matriz de estado A.

Tabla 16. Modos oscilatorios del modelo clásico Dos Áreas con VFT

Transmisión de Potencia	Ángulo final de Transformador Desfasador				
	DE BUS	A BUS	REAL	REACTIVA	ANG(ϕ)
	8	13	0.99	-0.034498	19.995
99 MW	Eigenvalores (λ)	Razón de Amortiguamiento (ζ)	Frecuencia de oscilación f(Hz)	Estado Dominante	
	-0.08634 +0i 0.08634 +0i	1 -1	0 0	$\Delta\theta_1, \Delta\hat{\omega}_1$	
	-0.24038 -4.2835i -0.24038 +4.2835i	0.056031 0.056031	0.68174 0.68174	$\Delta\theta_{srVFT}, \Delta\hat{\omega}_r VFT$	
	4.4409e-16 -6.9273i 4.4409e-16 + 6.9273i	-6.4108e-17 -6.4108e-17	1.1025 1.1025	$\Delta\theta_2, \Delta\hat{\omega}_2$	
	-9.2548e-06 -7.2943i -9.2548e-06 +7.2943i	1.2688e-06 1.2688e-06	1.1609 1.1609	$\Delta\theta_3, \Delta\hat{\omega}_3$	
	-3.047 -47.837i -3.047 +47.837i	0.063567 0.063567	7.6135 7.6135	$\Delta\theta_4, \Delta\hat{\omega}_4$	

Los modos oscilatorios son identificados a través de los eigenvalores complejos y el estudio de estos es a través de la frecuencia de oscilación. Por parte del VFT se conoce que la naturaleza de este modo es interárea; las máquinas generadoras dos y tres poseen una oscilación de modo local, y la máquina cuatro la cual es la más alta se define como modo torsional.

Por otro lado en sistemas de potencia las oscilaciones electromecánicas con razón de amortiguamiento más grande que 0.05 son considerados satisfactorios [41], en este caso solo el VFT y la máquina cuatro se encuentran apropiados.

4.6.1 Forma modal a diferentes transmisiones de potencia

En la tabla 17 se muestran los modos de oscilación de los cuatro generadores en el sistema, más el transformador rotatorio; por una parte en el primer cuadrante se presentan los modos oscilatorios ante una transferencia de potencia del área 1 al área 2 de 99 MW, como se menciona anteriormente se identifican las variables de estado más influyentes por lo que los estados del VFT corresponden al eigenvalor cuatro, el cual es uno de los mejores con factor de amortiguamiento y con una frecuencia de oscilación de 1.15 lo que significa que el generador oscila de manera local, por otra parte se observa que los valores propios pertenecientes a los estados de la máquina cuatro ubicada en la segunda área tienden ser oscilantes a pesar de su alto factor de amortiguamiento, se encuentra en una frecuencia de oscilación de 4.38 la más alta.

Ahora bien en el segundo cuadrante cuando en el sistema se transmite 50 MW, por inspección se puede observar que se presenta un modo oscilatorio positivo, por lo tanto el sistema tiende a oscilar de manera inestable; este modo oscilatorio pertenece a la máquina cuatro, la misma máquina que presenta una frecuencia de oscilación alta en el bloque anterior. Además se puede observar que generador sufre carencia de amortiguamiento y uno de estos es el generador tres, por lo que ya muestra signos de encontrarse en un punto crítico ya que sus eigenvalores se encuentran prácticamente sobre el eje imaginario y no es posible definir si es estable o no.

Por último se muestran los modos oscilatorios cuando no se transmite potencia, quedando solo como un transformador consumiendo reactivos, se pueden obtener dos puntos importantes, uno es que los valores propios del VFT siguen permaneciendo estables con un factor de amortiguamiento muy bueno, y dos que los valores propios indican que el sistema es inestable debido al modo oscilatorio de las máquinas tres y cuatro.

Esta inestabilidad en el sistema a partir de una transferencia de potencia de 50 MW es debido a que se obliga desde la solución de flujos a transmitir menor cantidad de la que necesita la segunda área, ya que la segunda área no puede generar la misma carga que demanda por lo que en el área 1 hay una generación de sobra y en el área 2 sufre de un abasto de generación de energía eléctrica.

Tabla 17. Modos oscilatorios a diferente transmisión

Transmisión de Potencia	Ángulo final de Transformador desfasador				
	DE BUS 8	A BUS 13	REAL 0.5	REACTIVA -0.026629	ANG(ϕ) 29.431
50 MW	Eigenvalores (λ)	Razón de Amortiguamiento (ζ)	Frecuencia de oscilación f (Hz)	Estado Dominante	
	-0.08444 + 0i 0.08444 + 0i	1 -1	0 0	$\Delta\theta_1, \Delta\hat{\omega}_1$	
	-0.24038 - 4.4576i -0.24038 + 4.4576i	0.053848 0.053848	0.70945 0.70945	$\Delta\theta_{sr} VFT, \Delta\hat{\omega}_r VFT$	
	4.5797e-16 - 6.9187i 4.5797e-16 + 6.9187i	-6.6192e-17 -6.6192e-17	1.1011 1.1011	$\Delta\theta_2, \Delta\hat{\omega}_2$	
	-3.8065e-05 - 7.3027i -3.8065e-05 + 7.3027i	5.2124e-06 5.2124e-06	1.1623 1.1623	$\Delta\theta_3, \Delta\hat{\omega}_3$	
	-1.3679 - 32.095i -1.3679 + 32.095i	0.042583 0.042583	5.108 5.108	$\Delta\theta_4, \Delta\hat{\omega}_4$	
Transmisión de Potencia	Ángulo final de Transformadores desfasador				
	DE BUS 8	A BUS 13	REAL 2.6194e-15	REACTIVA 0.019576	ANG(ϕ) 38.998
0 MW	Eigenvalores (λ)	Razón de Amortiguamiento (ζ)	Frecuencia de oscilación f (Hz)	Estado Dominante	
	-0.082505 + 0i 0.082505 + 0i	1 -1	0 0	$\Delta\theta_1, \Delta\hat{\omega}_1$	

Tabla 17. Modos oscilatorios a diferente transmisión (Continuación)

0 MW	Eigenvalores (λ)	Eigenvalores (λ)	Frecuencia de oscilación f (Hz)	Razón de Amortiguamiento (ζ)
	-0.24038 -4.5682i	-0.24038 -4.5682i	0.72706	0.052548
	-0.24038 +4.5682i	-0.24038 +4.5682i	0.72706	0.052548
	0 -6.9086i	0 -6.9086i	1.0995	0
	0 +6.9086i	0 +6.9086i	1.0995	0
	0.00014723 -7.3509i	0.00014723 -7.3509i	1.1699	-2.0029e-05
	0.00014723 +7.3509i	0.00014723 +7.3509i	1.1699	-2.0029e-05
	-7.6299 +0i	-7.6299 +0i	0	1
	7.7878 +0i	7.7878 +0i	0	-1

Se puede observar que el sistema está a punto de llegar a su condición de inestabilidad a través del amortiguamiento y de la frecuencia de oscilación en función de sus matrices de eigenvectores derechos, eigenvectores izquierdos y factores de participación que corresponden a cada eigenvalor del sistema. La examinación de los FP de muchos modelos de sistemas de potencia indica que la opción más segura al analizar los modos oscilatorios de un sistema de potencia es tomar como variables más significativas los ángulos, velocidades y flujos de excitación para todas las máquinas del sistema [42] [43].

Otro punto distinguir es el modo de oscilación perteneciente a la máquina cuatro que en el caso de una transmisión de 0 MW es inestable; este es el mismo modo que obtuvo la frecuencia de oscilación de mayor coeficiente en el caso anterior siendo un modo torsional.

En la figura 32 se puede observar la influencia de las variables de estado encada modo oscilatorio. Con las que se identifican los estados en el segundo caso, cuando transmite 50 MW el transformador rotatorio.

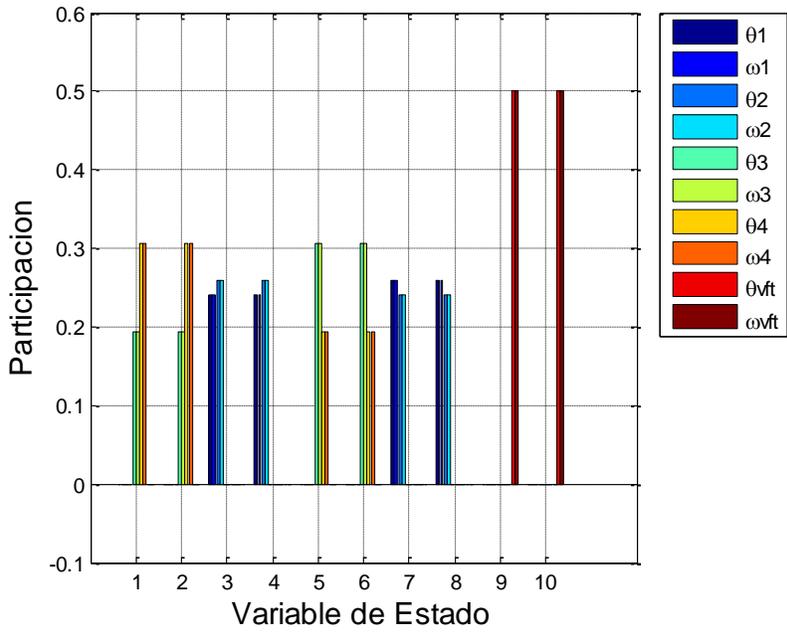


Figura 32. FP para una transferencia de 50 MW

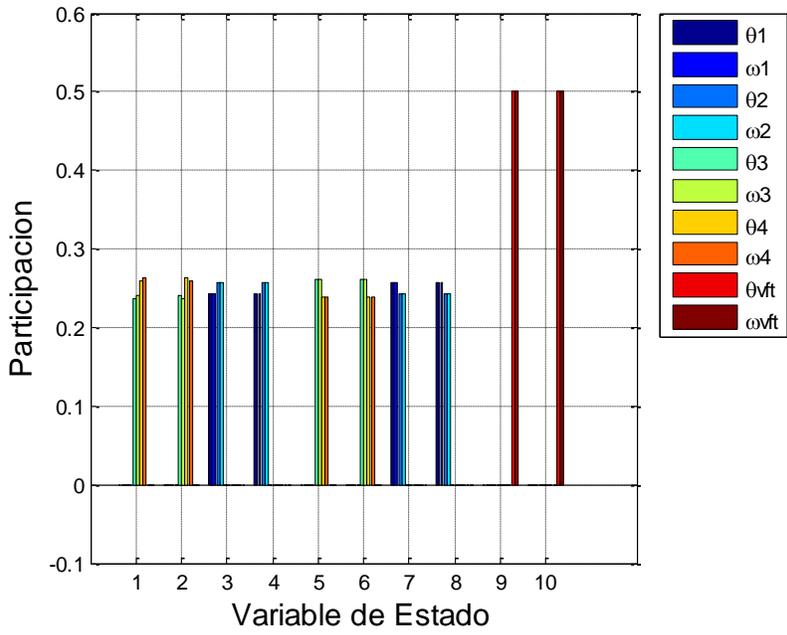


Figura 33. FP para una transferencia de 0 MW

4.6.2 Sensibilidad variando parámetro de reactancia de VFT

A través del método de sensibilidad se busca observar el comportamiento de los modos de oscilación del VFT, esto se consigue variando la reactancia del modelo del VFT; estos resultados son importantes ya que se considera modelo de máquina modificada en las pruebas anteriores (son considerados los transformadores en el modelo final adicionando las reactancias de estos al VFT). Ahora bien se presentan los modos de oscilación teniendo una sensibilidad del parámetro del 25% y 50% del valor original.

Tabla 18. Parámetros variando la reactancia

Reactancia base del VFT (X_{VFT})	0.12 pu
Con un valor de 25%	0.15 pu
Con un valor de 50%	0.18 pu

Tabla 19. Eigenvalores con los incrementos de porcentaje

Reactancia base	Variación del valor de 25%	Variación del valor de 50%	Modos
-3.0541 + 47.892i	-3.0683 +48.004i	-3.0864 +49.144i	1,2
-3.0541 - 47.892i	-3.0683 -48.004i	-3.0864 -49.144i	
-1.3323e-15 + 6.9275i	6.6613e-16 +6.9279i	1.5543e-15 +6.9282i	3,4
-1.3323e-15 - 6.9275i	6.6613e-16 -6.9279i	1.5543e-15 -6.9282i	
-9.2323e-06 + 7.2944i	-9.1871e-06 +7.2947i	-9.1308e-06 +7.295i	5,6
-9.2323e-06 -7.2944i	-9.1871e-06 -7.2947i	-9.1308e-06 -7.295i	
0.086336 + 0i	0.08633 +0i	0.086324 +0i	7,8
-0.086336 +0i	-0.08633 +0i	-0.086324 +0i	
-0.24038 +5.9909i	-0.24038 +5.3588i	-0.24038 +4.8908i	9,10
-0.24038 -5.9909i	-0.24038 -5.3588i	-0.24038 -4.8908i	

En la gráfica de la figura 34 se muestra la dirección que toman los modos de oscilación de la tabla 19, se puede observar que al variar la reactancia de forma incremental, los eigenvalores del VFT tienden a ir más a la parte negativa agregando amortiguación a las oscilaciones, pero por parte de los modos 1 y 2 que corresponden a las variables estado de la máquina cuatro, estas tienden a crecer su frecuencia de oscilación y su amortiguamiento a pesar que ninguna máquina se le adjudico este factor.

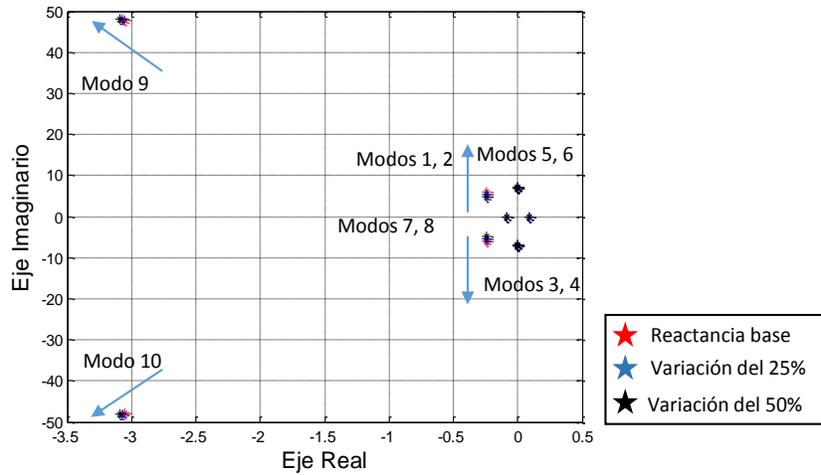


Figura 34. Trayectorias de los modos de generadores y VFT

4.6.3 Modelo clásico en generadores y VFT con controles

Empleando los mismos datos de ganancias vistos en la tabla 20; ahora se presentan resultados del VFT con sus respectivos reguladores de velocidad y de potencia. Posteriormente se realiza un incremento en su valor de amortiguamiento y en sus ganancias de proporcional del regulador de potencia.

Tabla 20. Eigenvalores de Sistema Kundur modificado y VFT con controles

Transmisión de Potencia MW	Modos	Eigenvalores (λ)	Razón de Amortiguamiento (ζ)	Frecuencia de oscilación (Hz)	Estado Dominante
99	1	-0.00018519	1	0	Δy_T
	2	-0.0006241	1	0	Δy_ω
	3, 4	± 0.089447	± 1	0	$\Delta \theta_1, \Delta \hat{\omega}_1$
	5, 6	$-0.0007483 \pm 6.3319i$	0.00011819	1.0078	$\Delta \theta_2, \Delta \hat{\omega}_2$
	7, 8	$6.6613e-16 \pm 7.1811i$	$-9.2762e-17$	1.1429	$\Delta \theta_3, \Delta \hat{\omega}_3$
	9, 10	$-0.23844 \pm 4.2814i$	0.042729	0.68174	$\Delta \theta_{sr}, VFT, \Delta \hat{\omega}_4$
	11	-10.003	1	0	ΔT_m
12, 13	$0.9945 \pm 27.56i$	0.036062	4.3862	$\Delta \theta_4, \Delta \hat{\omega}_4$	

Se puede definir por simple inspección que los modos no oscilatorios los cuales pertenecen a las ecuaciones diferenciales de los controles se encuentran demasiado cerca al cero, más adelante se obtiene su modificación que sufre o bien su tendencia a infinito que toman los modos no oscilatorios.

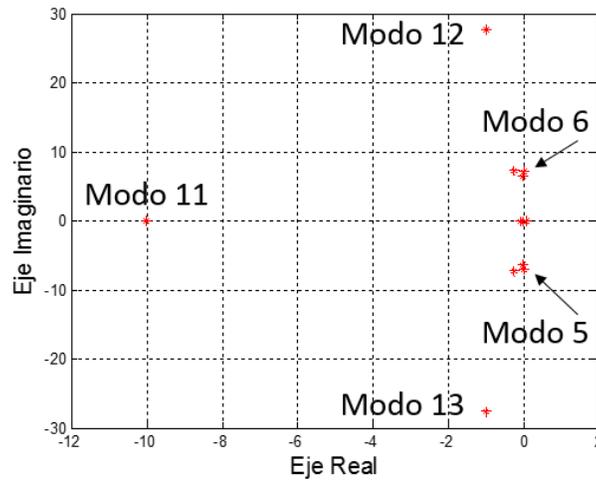


Figura 35. Eigenvalores del sistema eléctrico en plano complejo

Valores del coeficiente de amortiguación usualmente usados en estudios de estabilidad se encuentran en el rango de 1-3 pu. Esto representa amortiguación de la turbina, amortiguación eléctrica del generador y el efecto de las cargas eléctricas. Sin embargo los coeficientes de amortiguación más grandes hasta 25 pu, son reportados en la literatura debido al amortiguamiento del generador solo [32] [40]. La tabla 21 de resultados siguiente corresponde a un coeficiente de amortiguamiento de 12 pu en los modelos clásicos de los generadores, esto es para representar el modelo del VFT lo más cercano posible al modelo de sexto orden, y de 1 en sus ganancias proporcionales.

Lo importante en estos resultados de simulación obtenidos es observar el desplazamiento que pueden llegar a tener en el espacio de estados los modos oscilatorios, así como el lugar en el que se ubican y la dirección de su desplazamiento cuando existe una pequeña variación en alguna de sus ganancias de los reguladores de potencia y velocidad o bien de su reactancia del VFT.

Tabla 21. Eigenvalores de Sistema Kundur con coeficiente de amortiguamiento

Transmisión de Potencia MW	Modos	Eigenvalores (λ)	Razón de Amortiguamiento (ζ)	Frecuencia de oscilación (Hz)	Estado Dominante
99	1	-2.9889e05±0.00041i	0.072679	6.528e-05	$\Delta\theta_1, \Delta\hat{\omega}_1$
	2	0.0068543	-1	0	Δy_ω
	3, 4	-1.0105	1	0	Δy_T
	5, 6	-0.24168 ± 4.4086i	0.054738	0.70166	$\Delta\theta_{srVFT}, \Delta\hat{\omega}_r$
	7, 8	-0.51629 ± 6.7255i	0.076541	1.0704	$\Delta\theta_2, \Delta\hat{\omega}_2$
	9, 10	-0.61476 ± 7.2856i	0.084082	1.1595	$\Delta\theta_3, \Delta\hat{\omega}_3$
	11	-9.9973	1	0	ΔT_m
	12, 13	-3.8924 ± 49.563i	0.078294	7.8881	$\Delta\theta_4, \Delta\hat{\omega}_4$

En la figura 36 y se puede observar el movimiento de los modos después de variar la factores de amortiguamiento y ganancias de los controles.

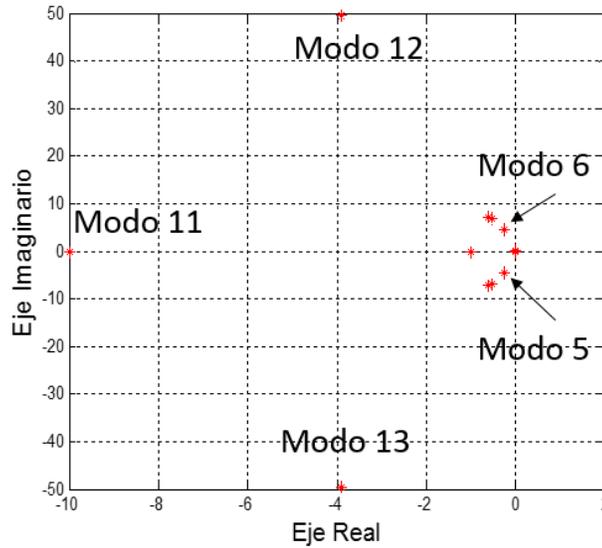


Figura 36. Eigenvalores en plano complejo

Se puede concluir con los resultados del valor de amortiguamiento debe ser positivo para un funcionamiento estable, aumentando este valor se reduce la tendencia a oscilar y el decaimiento de la oscilación, pero al final nunca terminara eliminando las oscilaciones naturales del sistema ni mucho menos reducirá la frecuencia de oscilación. Por lo tanto las oscilaciones no pueden ser eliminadas.

Hasta este punto se ha visto las oscilaciones alrededor de un punto de operación, que se pueden predecir con precisión dichas oscilaciones a partir del sistema lineal, ahora se examinan los controles que posee el VFT y su diseño a través de las herramientas de análisis modal.

A partir de la ecuación característica la cual define el número de polos del sistema en lazo cerrado es la medida que la ganancia o ganancias tienden a infinito. En general hay más polos que ceros y algunos de los eigenvalores del sistema cambian cuando tienden a infinito [35] [41].

Así pues el lugar geométrico de las raíces de un sistema de lazo cerrado cuando se le varían las ganancias desde cero a infinito es solamente informativo [35], [36].

La figura 37 representa el lugar de las raíces del VFT y sus respectivos controles, con valores de posición angular, par electromagnético además de ganancias de regulador de velocidad y de potencia, mismos con los que se obtuvieron resultados en la tabla 21 por lo tanto en la gráfica se encuentran las raíces que están dadas por los modos 1, 2 y de los modos 9, 10 y 11.

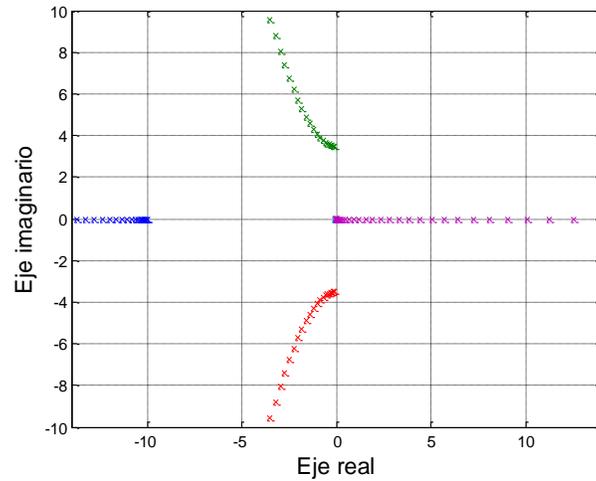


Figura 37. Lugar de las raíces en lazo cerrado del modelo de VFT

Por lo tanto se concluye que el modo oscilatorio 11 perteneciente al par mecánico siempre se encontrara bien amortiguado, no obstante los modos 1 y 2 que pertenecen a los reguladores Δy_ω y Δy_T los cuales tienden al semiplano positivo.

4.7 Caso de estudio: Sistema Stagg-Anderson

Un segundo caso de prueba de interconexión es enlazando a través de un VFT el sistema Anderson que consta de 9 nodos y 3 generadores con el sistema eléctrico Stagg de 5 nodos y dos generadores. El VFT se encuentra interconectando los nodos 5 y 7 para un intercambio de potencia de 99 MW. Los últimos números de los nodos conforman los nodos de los costados del VFT, el nodo número 15 es el izquierdo, el 16 es el derecho y el 17 es el nodo ficticio que es utilizado para el desarrollo de flujos. Los datos referentes a la red como lo son parámetros de líneas, transformadores, generación y carga se encuentran en el apéndice C.

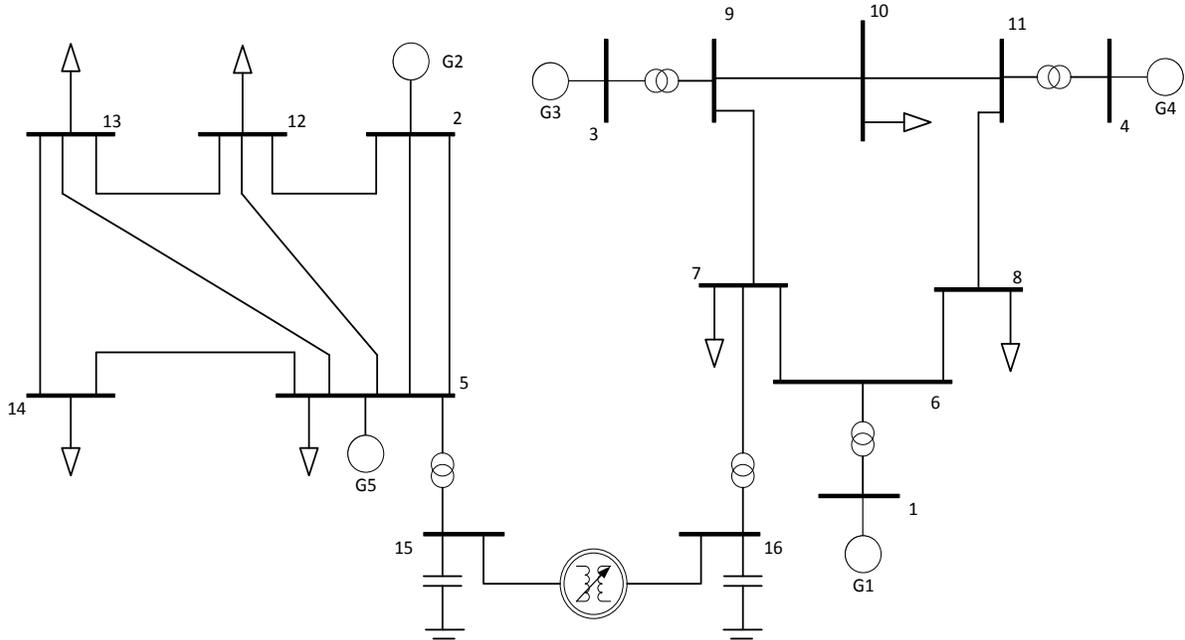


Figura 38. Diagrama del caso de estudio Stagg-Anderson

4.7.1 Estudio de flujos de carga

La solución de flujos de potencia se presenta en la figura 39, donde se aprecia que el VFT mantiene un flujo de 99 MW. En la tabla 23 se muestran la magnitud y ángulo de los nodos.

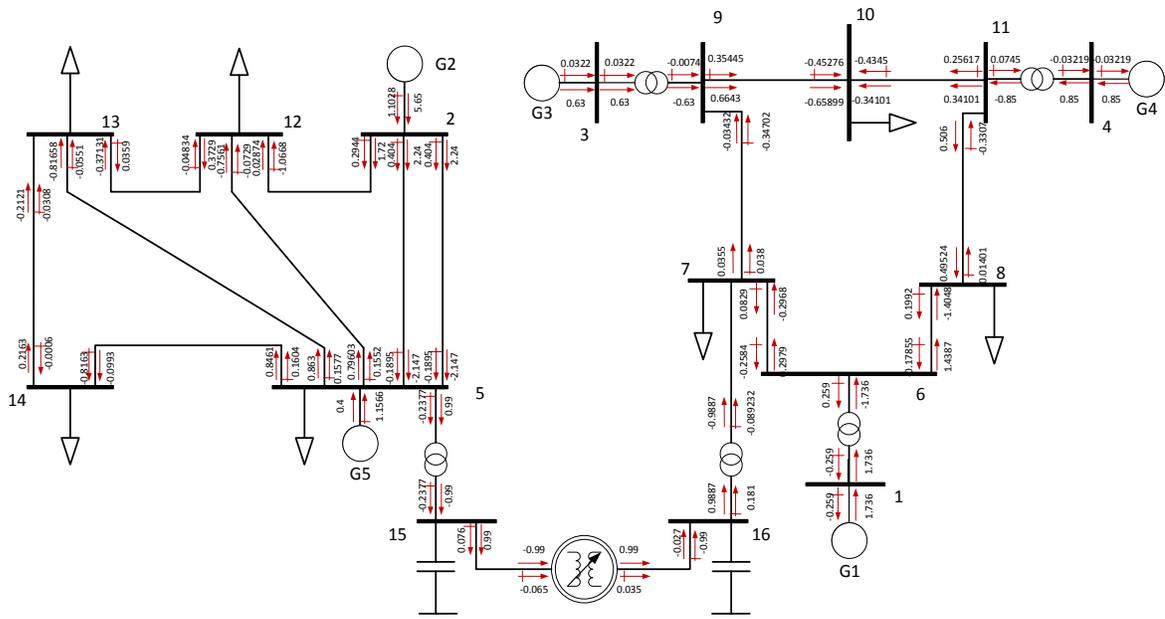


Figura 39. Solución de flujos de potencia Stagg-Anderson

La tabla 22 muestra el ángulo final para una transmisión de energía solicitada, este ángulo es el utilizado como posición angular del rotor perteneciente al VFT para así calcular un par eléctrico.

Tabla 22. Resultado Ángulo ϕ (Phi) calculado del TD

Ángulo Final de Transformador desfasador				
DE BUS	A BUS	REAL	REACTIVE	ANG(ϕ)
15	17	0.99	-0.076879	-17.487

Tabla 23. Voltaje en nodos

BUS	VOLTS	ANG	GENERACIÓN		CARGA	
			REAL	REACTIVE	REAL	REACTIVE
1	1	0	1.7367	-0.25945	0	0
2	1.06	0	5.6529	1.1028	0	0
3	1	-4.8014	0.63	0.032297	0	0
4	1	-5.046	0.85	-0.032193	0	0
5	1	-6.8089	0.4	1.1566	1.2	1.3
6	1.0199	-5.6288	0	0	-1.14E-06	-1.43E-06
7	1.0312	-7.0995	0	0	1.25	0.5
8	1.0131	-13.08	0	0	1.9	0.3
9	0.99876	-7.0608	0	0	-5.16E-07	-6.87E-08
10	0.96321	-9.6934	0	0	1	1.35
11	1.0031	-7.8922	0	0	-8.52E-07	-1.43E-07
12	0.93023	-15.015	0	0	1.45	0.15
13	0.92758	-15.784	0	0	1.4	0.049999
14	0.94982	-12.52	0	0	0.6	0.099999
15	1.0285	-12.332	0	0	0.99	-0.076881
16	1.0443	-1.8311	0	0	2.65E-06	-3.70E-06
17	1.0439	-1.1972	0	0	0	0

Se puede observar que el sistema mantiene los niveles de voltaje de las barras dentro de un rango reducido, por lo que cuenta con una adecuada cantidad de reactivos en la red; esta solución de flujos se considera punto de equilibrio para los siguientes resultados.

4.8 Resultados caso de estudio Sistema Stagg-Anderson

4.8.1 Transmitiendo 99 MW de Stagg a Anderson (Caso estable)

Es importante recordar que la demanda del sistema presenta cambios permanentes a lo largo de las 24 horas del día, de tal manera que la generación de cada unidad debe ser mantenida en límites restringidos. En la tabla 24, se presentan los valores propios obtenidos en la interconexión de las dos áreas.

Tabla 24. Modos oscilatorios de sistema Stagg-Anderson

Transmisión de Potencia MW	Modos	Eigenvalores (λ)	Razón de Amortiguamiento o (ζ)	Frecuencia de oscilación f (Hz)	Estado Dominante
99	1, 2	± 0.11992	± 1	0	$\Delta\theta_1, \Delta\hat{\omega}_1$
	3, 4	$-0.14423 \pm 5.1683i$	0.027896	0.82256	$\Delta\theta_{ST}, \Delta\hat{\omega}_{ST}$
	5, 6	$-3.6903e-05 \pm 7.412i$	4.9788e-06	1.1797	$\Delta\theta_3, \Delta\hat{\omega}_3$
	7, 8	$-7.221e-06 \pm 10.346i$	6.9803e-07	1.6466	$\Delta\theta_5, \Delta\hat{\omega}_5$
	9, 10	$-1.221e-15 \pm 13.419i$	9.1009e-17	2.1357	$\Delta\theta_2, \Delta\hat{\omega}_2$
	11, 12	$-24.688 \pm 134.22i$	0.1809	21.362	$\Delta\theta_4, \Delta\hat{\omega}_4$

Estas simulaciones cuentan con dos nodos compensadores uno para cada sistema eléctrico; ahora bien, al transmitir potencia activa de un área a otra (para este caso parte del sistema Stagg) el sistema que envía debe compensar esta exportación de energía la cual es generada por el bus compensador de la propia red, de tal manera que si se transmite potencia activa de Anderson a Stagg el nodo compensador genera la energía transmitida.

Además de esto se vuelve a ver la presencia de los eigenvalores cero, significado que la matriz de estado es singular esto es debido a la presencia de dos ecuaciones linealmente dependientes. Esta singularidad es causada por el hecho de que un cambio igual en cada uno de los ángulos de los generadores no tiene efecto sobre el flujo de potencia en la red de interconexión [37] [41].

En la tabla 24 se observa que los modos correspondientes al Transformador Rotatorio (modos 3 y 4) se encuentran estables con frecuencia de oscilación de 0.8 Hz considerado como modo interárea. En la figura 40 se observan los modos oscilatorios indicando de manera cuantitativa la presencia de cada variable de estado en donde se puede apreciar de color rojo y guinda las variables del ángulo y velocidad del VFT participando de igual manera.

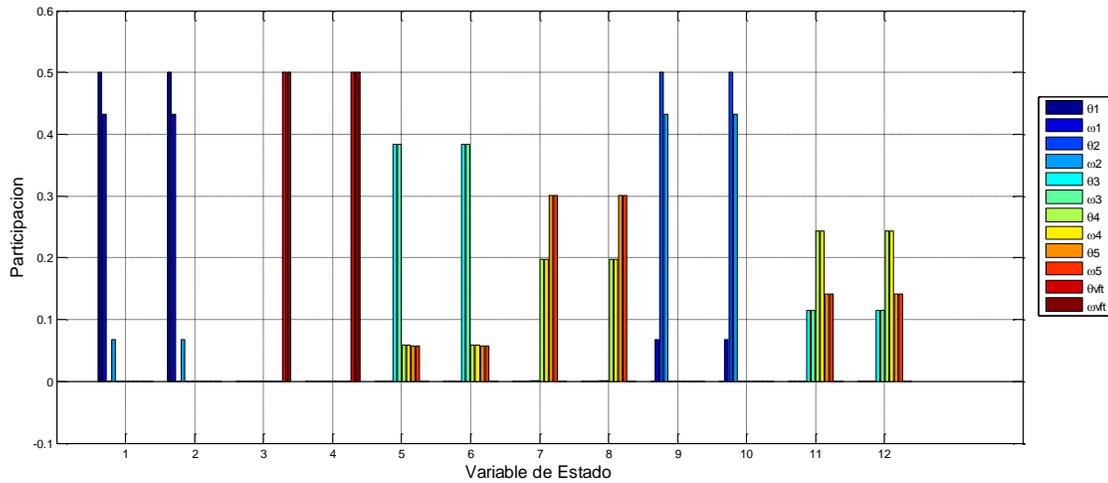


Figura 40. FP para una transferencia de sistema Stagg a Anderson

4.8.2 Transmitiendo 100 MW de Anderson a Stagg (Caso inestable)

Sin modificar nada del sistema eléctrico se transmiten 99 MW de manera inversa, como se menciona anteriormente solo cambiando el signo se logra cambiar el sentido de la dirección del flujo de potencia, los resultados de eigenanálisis se muestran en la tabla 26.

Tabla 25. Resultado Ángulo ϕ (ESDC1A) calculado del TD

Ángulo Final de Transformador desfasador				
DE BUS	A BUS	REAL	REACTIVE	ANG(ϕ)
15	17	-0.99	0.06925	38.152

Tabla 26. Modos oscilatorios de Sistema Stagg-Anderson (Sentido inverso de Potencia)

Transmisión de Potencia MW	Modos	Eigenvalores (λ)	Razón de Amortiguamiento (ζ)	Frecuencia de oscilación f (Hz)	Estado Dominante	
99	1, 2	± 0.089124	± 1	0	$\Delta\theta_1, \Delta\hat{\omega}_1$	
	3, 4	$-0.14423 \pm 5.5814i$	0.027896	0.8883	$\Delta\theta_{srVFT}, \Delta\hat{\omega}_r VFT$	
	5, 6	$8.7799e-05 \pm 6.7791i$	$4.9788e-06$	1.0789	$\Delta\theta_3, \Delta\hat{\omega}_3$	
	7, 8	$1.082e-05 \pm 10.601i$	$6.9803e-07$	1.6872	$\Delta\theta_5, \Delta\hat{\omega}_5$	
	9, 10	$1.332e-15 \pm 13.335i$	$9.1009e-17$	2.1223	$\Delta\theta_2, \Delta\hat{\omega}_2$	
	11, 12		$-100.38 + 0i$	1	0	$\Delta\theta_4, \Delta\hat{\omega}_4$
			$136.89 + 0i$	-1	0	

Hasta este punto las simulaciones presentadas no poseen coeficiente de amortiguamiento en alguno de los generadores, es por esta razón que los valores reales de la tabla 26 son muy pequeños por lo que pueden ser considerados prácticamente cero. Los modos de oscilación 11 y 12 de la tabla 26, se presentan como valores reales y diferentes por lo tanto el sistema es inestable, por lo que en esta condición de operación donde se transmite potencia del Sistema Anderson hacia el Sistema Stagg ante cualquier incremento de alguna de sus variables el sistema no regresara a su condición de operación más óptima. Gran parte de esta inestabilidad se debe a que en el sistema Anderson se encuentra con una sobrecarga y sus generadores son incapaces de suministrar la potencia que las mismas cargas le demandan. La generación debe ser igual a la demanda en cada momento y en este caso no es mantenida en los límites establecidos forzando aún más a exportar 100 MW que no pueden abastecer.

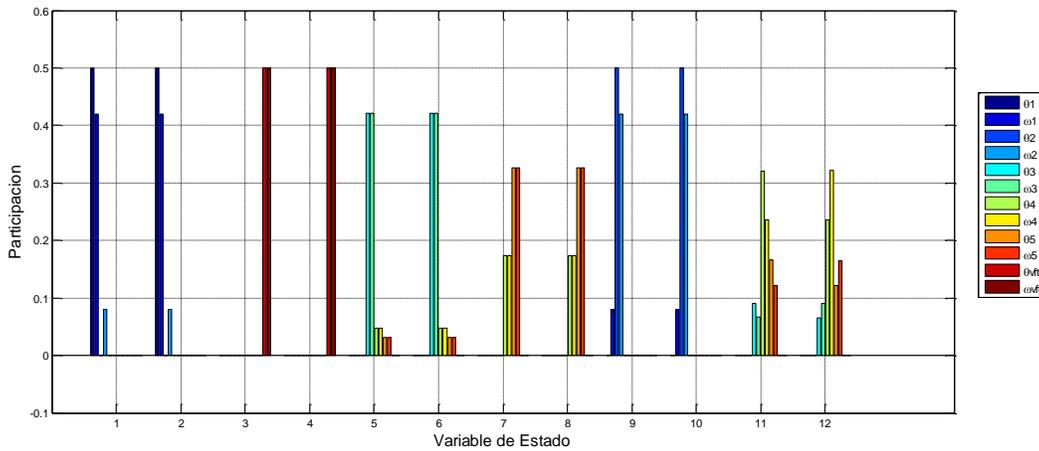


Figura 41. FP para una transferencia de sistema Anderson a Stagg

CAPÍTULO 5

ESTABILIDAD ANGULAR ANTE PEQUEÑOS DISTURBIOS DE SISTEMAS ASÍNCRONOS INTERCONECTADOS A TRAVÉS DE VFT's EN PSS®E

5.1 Introducción

Con el fin de analizar eficientemente los distintos sistemas y sus características se utiliza un programa de simulación que abarca gran parte de las técnicas de análisis. Este programa o paquetería es PSS®E (Power System Simulator for Engineering), y un componente específico llamado “LSYSAN32” para el análisis modal [82], [83], [84].

En este capítulo se realiza un estudio fundamental de la naturaleza de las oscilaciones inter área y locales utilizando el modelo del VFT que contiene el programa de PSS®E University versión 33 (Versión Estudiantil de 50 nodos). Por otro lado para obtener resultados que se acerquen a la realidad, se deben incluir todas las fuentes conocidas en este caso se usa un modelo de sexto orden para representar los efectos de la estructura del modelo de un generador esto es para el caso de estudio definido como “Kundur 11 Nodos”, además de un caso con sistema de excitación ESDC1A usado en los cuatro generadores. Posteriormente se realiza el estudio de oscilaciones considerando un parque que está formado por tres VFT's en paralelo. Se muestran las pruebas realizadas a diferentes sistemas y se analizan los resultados obtenidos cada uno con su respecta complejidad.

Para este capítulo se hace uso de 4 SEP de la literatura presentándolos en 4 casos de prueba interconectados a través de una o tres unidades de VFT de las cuales se presentan de la siguiente manera:

- Sistema 11 nodos (Kundur) con VFT entre los nodos 108 y 53
- Sistemas de 5 nodos (Stagg) interconectado al sistema 9 nodos (Anderson) con un VFT y posteriormente con un parque formado por tres unidades de VFT.
- Sistema 39 nodos (Nueva Inglaterra) interconectado al sistema 5 nodos (Stagg) con un parque de VFT

5.2 Modelo del VFT en PSS®E

El Modelo que representa esta nueva tecnología fue desarrollado por PSS®E en conjunto con GE, para simular el comportamiento en estudios de estabilidad en simulaciones transitorias [51]. El modelo dinámico del VFT definido por el fabricante consta de 14 estados de los cuales los dos primeros representan la parte electromecánica de la máquina; seguido de estos se definen las variables de estados de los controladores PI que son: velocidad, potencia (vistos en el capítulo 3) y frecuencia. El diagrama de lazo de control y los parámetros ingresados al modelo del VFT para las simulaciones en el programa de PSS®E se encuentran en el apéndice D.

Actualmente el programa de PSS®E no distingue entre un transformador desfasador a un VFT por lo que los parámetros dinámicos y controles que lo asemejan al VFT se ingresan en el archivo dinámico (.dyr). Ahora bien cabe mencionar que el simulador no soporta el uso de diferentes frecuencias durante la solución del sistema. Si se desean simular sistemas interconectados asíncronos con un VFT, la diferencia de frecuencia es simulada a través de inyecciones de corriente y la acción de control de frecuencia del VFT para PSS®E; sin embargo el modelo es adecuado para estudios de estabilidad y otros eventos en los que la frecuencia entre dos sistemas permanece dentro de un pequeño por ciento del valor nominal ($\pm 1\text{Hz}$) [85], [83]. [84]

5.3 Estudio de enlace asíncrono.

Como se describe arriba los casos en las simulaciones de este capítulo son simulados como enlaces asíncronos; por otra parte se realiza un eigenanálisis en un escenario interconectando 3 unidades de VFT's éstas unidades son llamadas parque de VFT's, controlando la variable del intercambio de potencia a través de cada dispositivo para un punto de operación en estado estable exportando 200 MW dividida entre las tres unidades, el cual es calculado por Newton-Raphson; ahora bien, el intercambio de energía eléctrica se hace usando los diferentes sistemas de potencia vistos en el capítulo 4.

Los primeros casos presentados en este capítulo consisten en dos sistemas asíncronos interconectados con un VFT cabe resaltar que se usan los parámetros recomendados por PSS®E para el control de frecuencia ante una diferencia 0.4 Hz para interconectar los sistemas asíncronos, posteriormente es usado el parque de VFT figura 42. Debido a que la herramienta PSS®E no es capaz de simular áreas con diferencias de frecuencias mayores a 1 Hz, las interconexiones desarrolladas en el capítulo 5 varían únicamente 0.4 Hz [85]

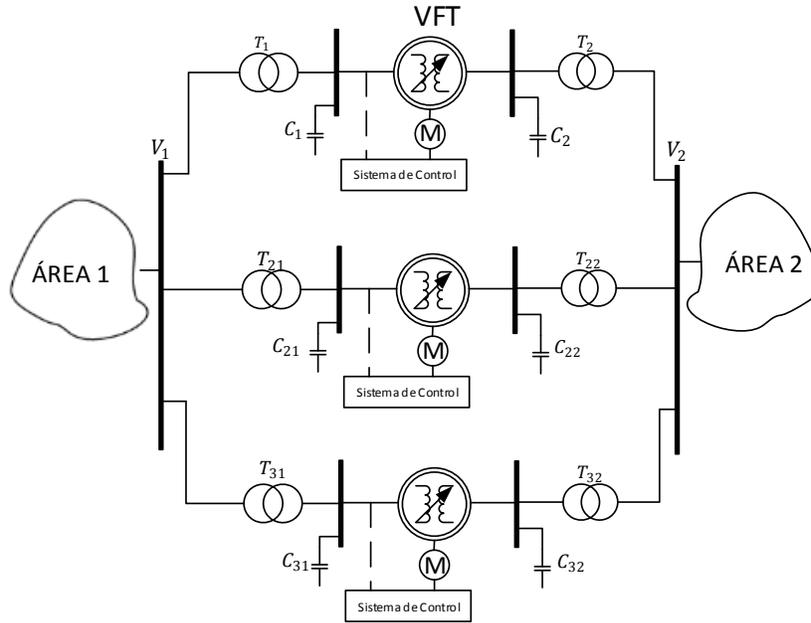


Figura 42. Parque de VFT

5.4 Caso de estudio: Kundur

La base del SEP es simétrica; consta de dos áreas conectadas a través de un VFT. Cada área incluye dos unidades de generación con iguales salidas de potencia. Los datos de nodos, líneas, generación, carga además de los datos dinámicos de las máquinas se encuentran en el apéndice C.

5.4.1 Estudio de flujos de carga

Cuando se utiliza este dispositivo para acoplar dos sistemas asíncronos de potencia, son requeridos dos buses compensadores en cada área o isla, sin un bus de oscilación en cada isla no se regularía el flujo de energía a través del VFT. Es importante notar que el VFT tiene una corriente grande de magnetización, típicamente consume 18 Mvar por VFT. Por lo tanto es importante que la magnetización se presente en el modelo del transformador, los datos ingresados para la simulación del dispositivo se encuentra en el apéndice D.

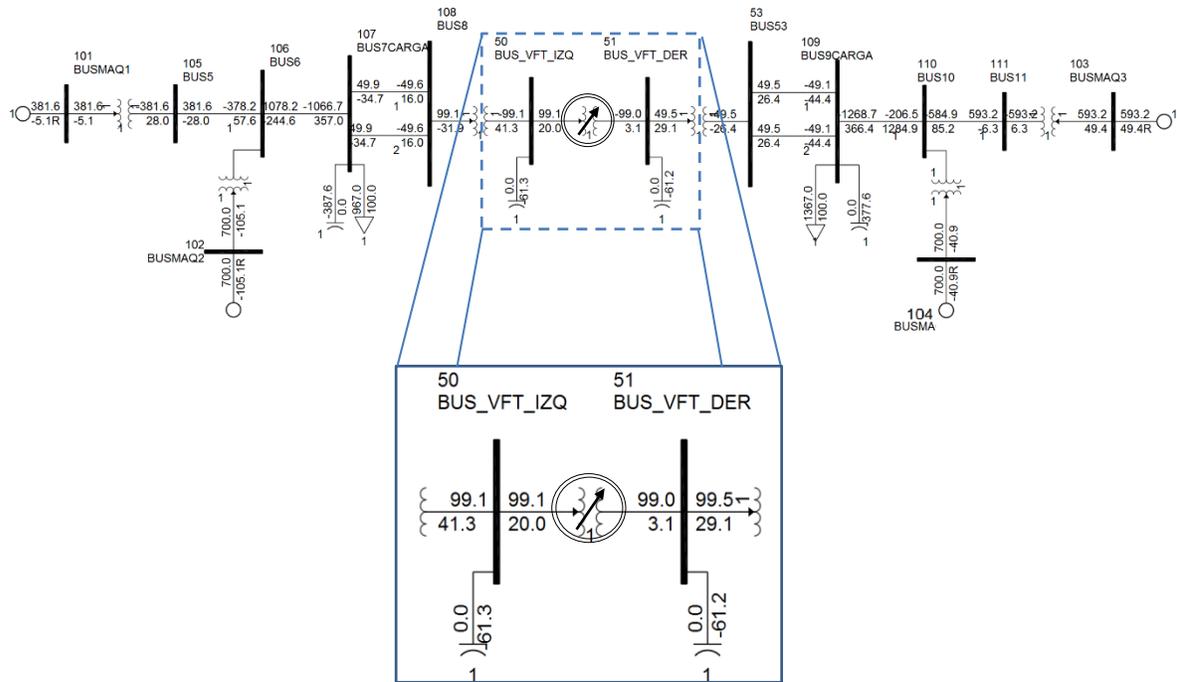


Figura 43. Solución de flujos de potencia Dos Áreas con PSS@E

Con el punto de operación inicial se procede a obtener un modelo de estado. Este se consigue ejecutando la función “ASTR”; esta función básica se basa en perturbar secuencialmente las ecuaciones diferenciales y algebraicas que representan al sistema de potencia y posteriormente definir el espacio de estados que describe el rendimiento dinámico del sistema [83] [82].

5.4.2 Resultados de Sistema Dos áreas con Modelo de sexto orden y VFT.

Ejecutando la actividad ASTR permite obtener las matrices A, B, C y si es el caso D, matrices que describen el comportamiento del sistema a pequeñas señales de perturbación. Antes de calcular las matrices, la función ASTR permite al usuario designar el número de variables del sistema como entradas para la matriz B. posteriormente siguiendo el cálculo de la condición inicial del sistema, se calculan las derivadas de tiempo (DSTATE) de todas las variables de estado y luego se comprueba si hay un estado estacionario. Además se especifica que el factor de perturbación se encuentre dado por 0.01 designado a la variable de entrada de par mecánico en estos casos para cada generador de ambas áreas.

De esta forma la actividad ASTR perturba cada variable de estado en turno, calculando derivadas y construyendo las correspondientes columnas de la matriz A y C, así pues escribe el archivo de salida correspondiente a la simulación realizada.

Para este caso tres modos electromecánicos de oscilación local son presentes y uno inter área de baja frecuencia que es dado por la máquina de generación uno. Esto se observa en la tabla 27, también se puede observar que presentan un adecuado amortiguamiento. La última columna con título de estado dominante además de definir los modos oscilatorios (posición angular y velocidad) correspondientes a los generadores especifica cada uno de los estados de los flujos en eje directo y en eje cuadratura, y los estados que pertenece a los controles Controlador PI de velocidad, potencia y de frecuencia.

Una vez calculados los eigenvalores a través de la matriz del sistema se procede a determinar el estado dominante de cada modo de oscilación. De la misma forma que el capítulo anterior en la tabla 27 se esboza su comportamiento y respuesta de las variables del sistema.

El orden de los modelos actualmente utilizados en el análisis de estabilidad oscilatoria se encuentra por lo general en un rango que varía de sexto a vigésimo orden por máquina. Esto resulta en modelos de sistemas globales de un orden de centenares o miles de estados para sistemas de potencia de tamaño real [43]. Es aquí donde se encuentra la importancia del FP ya que a través de ellos se encuentra su estado dominante que le corresponde a cada modo. En este caso de prueba solo se obtienen 38 estados de los cuales 8 pertenecen a generadores y 2 al VFT.

Se utilizan valores recomendados por PSS®E para el control de la frecuencia ante una diferencia de 0.4 Hz para interconectar los sistemas asíncronos.

Tabla 27. Eigenvalores para el caso Dos áreas con VFT

EIGENVALORES:					
No. de Modo	Real	Imaginario	Razón de Amortiguamiento	Frecuencia de Oscilación	Estado Dominante
1,2	-0.95462	±6.6482	0.14213	1.0581	$\Delta\theta_4, \Delta\hat{\omega}_4$
3, 4	-0.73358	±5.7595	0.12635	0.91665	$\Delta\theta_2, \Delta\hat{\omega}_2$
5, 6	-0.72017	±5.3444	0.13355	0.85059	$\Delta\theta_3, \Delta\hat{\omega}_3$
7, 8	-1.4277	±0.23597	0.98662	3.76E-02	$\Delta\theta_1, \Delta\hat{\omega}_1$
9, 10	-4.65E-02	±0.10183	0.41521	1.62E-02	$\Delta\theta_{VFT}, \Delta\hat{\omega}_{VFT}$
11	-49.996	9.27E-02	1	1.48E-02	Thevenin 1
12	-49.996	-9.27E-02	1	1.48E-02	Thevenin 2
13	-50	-	-	-	Par Rotor (pu)

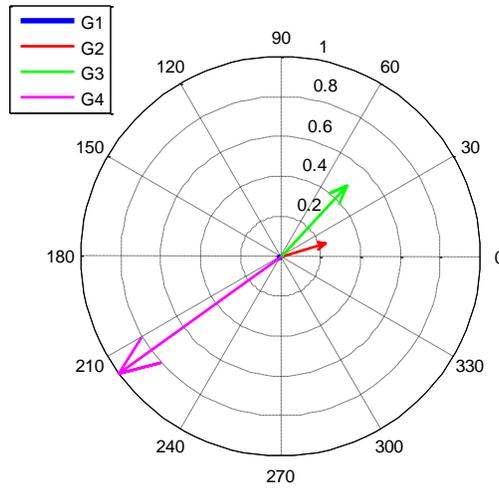
Tabla 27. Eigenvalores para el caso Dos áreas con VFT (Continuación)

No. de Modo	Real	Imaginario	Razón de Amortiguamiento	Frecuencia de Oscilación	Estado Dominante
14	-40.006	-	-	-	Potencia de Realimentación
15	-40	-	-	-	Filtro VDTL
16	-37.207	-	-	-	Ψ_{kd} G2
17	-37.168	-	-	-	Ψ_{kd} G4
18	-36.198	-	-	-	Ψ_{kq} G2
19	-35.99	-	-	-	Ψ_{kq} G3
20	-34.607	-	-	-	Ψ_{kd} G3
21	-33.783	-	-	-	Ψ_{kd} G1
22	-29.464	-	-	-	Ψ_{kq} G4
23	-28.467	-	-	-	Ψ_{kq} G1
24	-6.0026	-	-	-	Ruta de E. de Velocidad
25	-4.8344	-	-	-	E'_d G4
26	-4.7126	-	-	-	E'_d G2
27	-3.3333	-	-	-	Salida del Gobernador
28	-3.3333	-	-	-	Filtro VDPL
29	-2.5762	-	-	-	E'_d G3
30	-1.9645	-	-	-	E'_d G1
31	-0.6334	-	-	-	Controlador PI de velocidad
32	-0.35286	-	-	-	Controlador PI de Potencia
33	-0.22315	-	-	-	E'_q G1
34	0.19288	-	-	-	E'_q G2
35	-0.12306	-	-	-	E'_q G3
36	-0.1176	-	-	-	E'_q G4
37	-0.11082	-	-	-	Controlador PI de Frecuencia
38	-0.88922E-	-	-	-	Ruta de E. de Frecuencia

La gráfica de la figura 44 a) muestra los componentes del eigenvector normalizado, correspondiente a la velocidad del rotor de los cuatro generadores del modo local [44]. Se observa que la máquina más influyente es el generador cuatro con una magnitud de la unidad confirmando que es modo oscilatorio natural de la propia máquina. Por otra parte en la figura 44 b) se observa como oscilan con la misma magnitud los generadores uno y dos a 120° los cuales pertenecen al área 1, y de manera opuesta ligeramente mayor a los 300° se encuentran los

generadores 3 y 4 que conforman el área 2. Por lo tanto los generadores 1 y 2 oscilan contra los generadores 3 y 4, esto es debido a que en este caso el sistema es simétrico.

a) Modo local -0.95462 ± 6.6482



b) Modo inter área $-4.65E-02 \pm 0.10183$

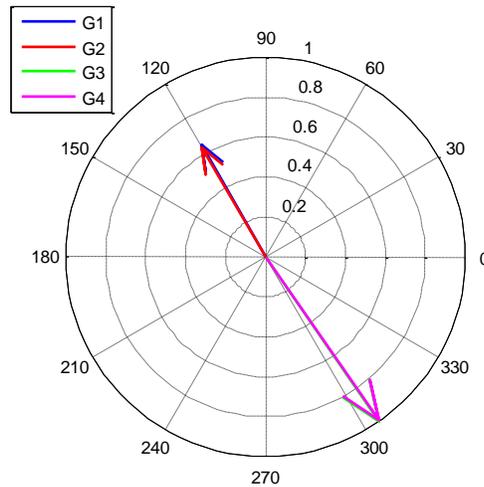


Figura 44. Forma polar de los componentes de eigenvectores de velocidad.

Con la gráfica mostrada en la figura 45 es fácil ver la estabilidad del modo, así como la magnitud del amortiguamiento y los diferentes grados de estabilidad. Los modos más estables son los más alejados del origen del eje x. (eje imaginario). Los modos con mayor razón de amortiguamiento son los ubicados más altos en el eje y creando así una pendiente más pronunciada desde el punto de origen.

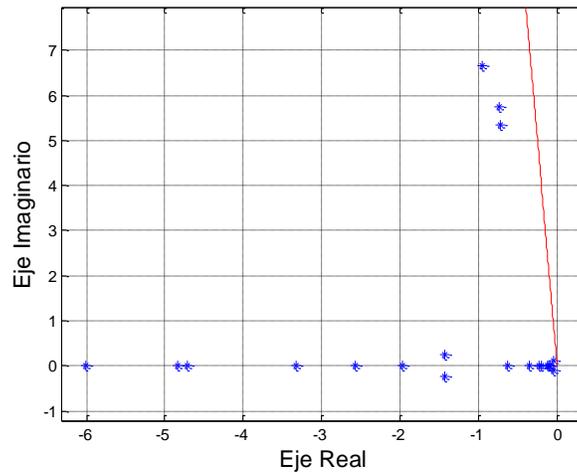


Figura 45. Distribución de modos en el plano complejo. (Caso Dos áreas con VFT)

5.4.3 Resultados modelo de sexto orden con ESDC1A

La tabla 28 muestra que los modos interárea mejoran ligeramente su amortiguamiento agregándole control de excitación. Además en la figura 46 a) se observa como las unidades generadoras en una zona oscilan en anti-fase a las de la segunda zona igual que el caso anterior independientemente de las características de los excitadores y de los propios generadores.

Tabla 28. Eigenvalores para el caso Dos Áreas con ESDC1A y VFT

EIGENVALORES					
No. de Modo	Real	Imaginario	Razón de Amortiguamiento	Frecuencia de Oscilación	Estado Dominante
1, 2	-0.94264	±6.6405	0.14054	1.0569	$\Delta\theta_4, \Delta\hat{\omega}_4$
3, 4	-0.82054	±5.6898	0.14274	0.90556	$\Delta\theta_2, \Delta\hat{\omega}_2$
5, 6	-0.59812	±5.3868	0.11036	0.85734	$\Delta\theta_{VFT}, \Delta\hat{\omega}_{VFT}$
7, 8	-0.9501	±1.7502	0.47708	0.27856	$\Delta\theta_1, \Delta\hat{\omega}_1$
9,10	-16.853	±1.3181	0.99696	0.20978	$\Delta\theta_3, \Delta\hat{\omega}_3$
11, 12	-1.3139	±1.1119	0.76335	0.17696	E'_q G3
13, 14	-5.2671	±1.0934	0.97912	0.17403	Control de Retraso
15,16	-5.1937	±0.99886	0.982	0.15897	E'_q G1
17, 18	-0.26164	±0.40162	0.54585	6.39E-02	E'_q G4
19, 20	-0.25469	±0.3956	0.54132	6.30E-02	E'_q G2
21, 22	-0.67947	±0.23094	0.9468	3.68E-02	Razón del Integrador
23, 24	-49.996	±9.27E-02	1	1.48E-02	Thevenin 1
25, 26	-6.45E-02	±8.09E-02	0.62322	1.29E-02	Filtro VDTL

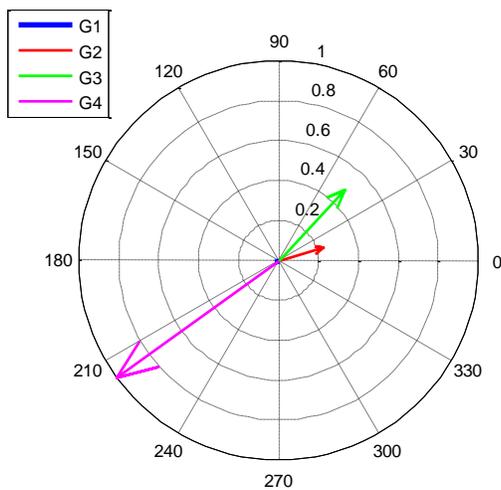
Tabla 28. Eigenvalores para el caso Dos Áreas con ESDC1A y VFT. (Continuación)

No. de Modo	Real	Imaginario	Razón de Amortiguamiento	Frecuencia de Oscilación	Estado Dominante
27,28	-0.69294	$\pm 6.14E-02$	0.9961	9.77E-03	Controlador PI de Frecuencia
29	-50	-	-	-	Thevenin 2
30	-40.006	-	-	-	Potencia de Realimentación (MW)
31	-40	-	-	-	Thevenin Freq
32	-37.23	-	-	-	Ψ_{kd} G1
33	-37.191	-	-	-	Ψ_{kd} G3
34	-36.203	-	-	-	Ψ_{kq} G2
35	-35.991	-	-	-	Ψ_{kq} G3
36	-34.672	-	-	-	Ψ_{kd} G3
37	-33.865	-	-	-	Ψ_{kd} G2
38	-29.525	-	-	-	Ψ_{kq} G3
39	-28.571	-	-	-	Ψ_{kq} G1
40	-19.356	-	-	-	Sensed V_T G
41	-19.322	-	-	-	Sensed V_T G2
42	-17.554	-	-	-	Sensed V_T G3
43	-16.053	-	-	-	Regulador Salida V_R G3
44	-13.628	-	-	-	Regulador Salida V_R G2
45	-13.552	-	-	-	Regulador Salida V_R G4
46	-6.0029	-	-	-	Controlador PI de Frecuencia
47	-4.9359	-	-	-	Salida del Excitador EFD G4
48	-4.4651	-	-	-	Salida del Excitador EFD G2
49	-3.3333	-	-	-	Salida del Gobernador
50	-3.3333	-	-	-	VDPL Filter
51	-1.9657	-	-	-	Controlador PI de Frecuencia
52	-0.16709	-	-	-	Salida del Excitador EFD G3
53	1.63E-02	-	-	-	Salida del Gobernador
54	-1.07E-02	-	-	-	Salida del Excitador EFD G1

La tabla 28 no presenta ningún modo en el rango de 2 a 4 Hz que indique que alguna ganancia se encuentre mal sintonizada por parte de los reguladores del VFT y de los controles de excitación de los generadores.

Se observa en la figura 46 b) que mantiene las magnitudes y fases de la misma forma que el caso anterior, además de esto se observa que la influencia del G1 es muy pequeña por lo que se descarta su efecto en el modo local.

a) Modo local -0.95462 ± 6.6482



b) Modo inter área $-4.65E-02 \pm 0.10183$

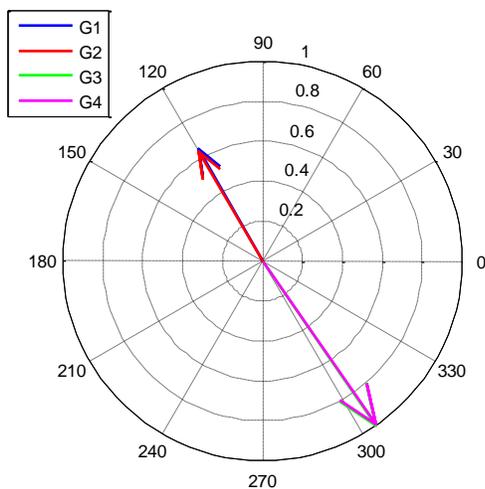


Figura 46. Forma polar de los componentes de eigenvectores caso con ESDC1A

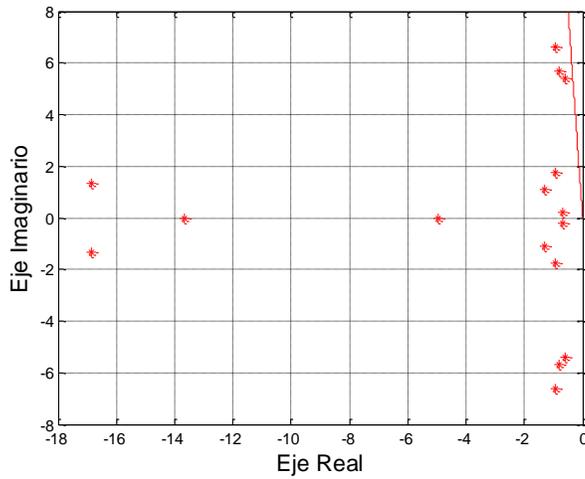


Figura 47. Distribución de modos (Caso Dos áreas con VFT y ESDC1A)

5.5 Caso de estudio: Sistema Stagg-Anderson

La característica asíncrona del VFT que ofrece el programa proporciona una capacidad de transferencia de 100 MW es un dispositivo electromecánico que permite mantener la interconexión de manera permanente, independientemente del valor de la frecuencia en ambos sistemas, y además controlar tanto la magnitud como el sentido de la energía de respaldo.

Para los siguientes casos el factor de perturbación es dado por 0.001, a la variable de entrada de Par mecánico (Pmech) en cada uno de los nodos de los generadores. Así pues la actividad “ASTR” genera las matrices del modelo de estado usadas para el eigenanálisis.

5.5.1 Estudio de flujos de potencia

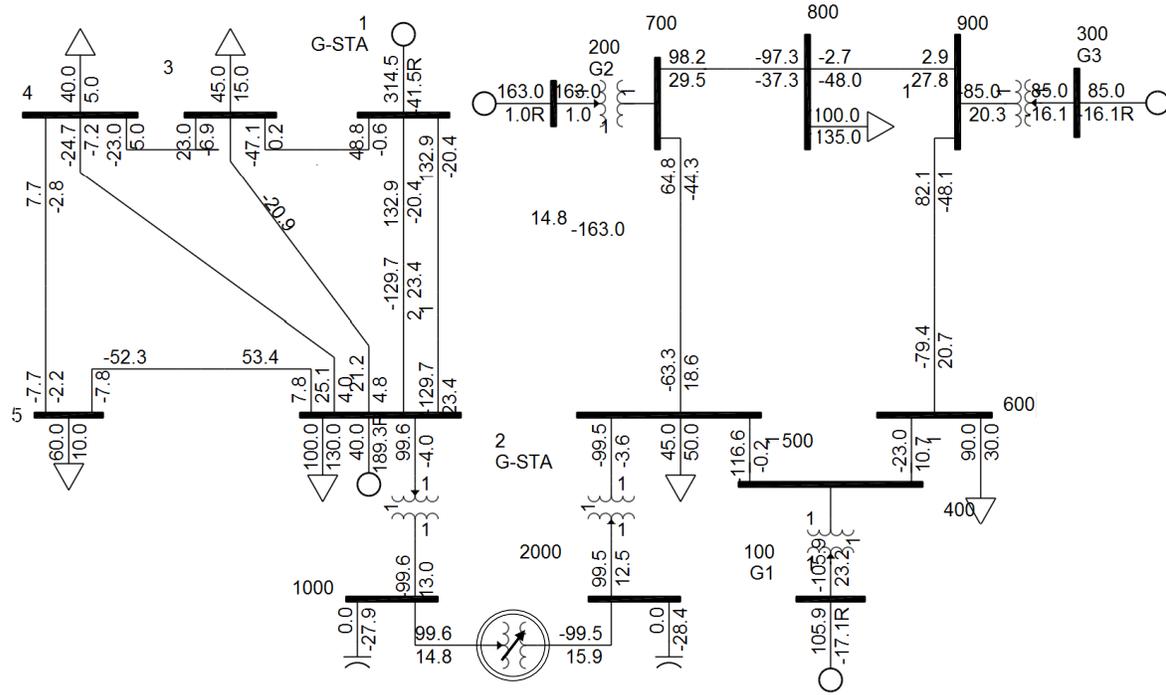


Figura 48. Solución de flujos de potencia con PSS®E

5.5.2 Resultados de eigenanálisis

Con los valores anteriormente mostrados de flujos, se le ingresa una pequeña señal en la variable de par mecánico, dando como resultado una respuesta estable presentada en la tabla 29. Todos los modos son estables, y el grado de estabilidad no varía entre los generadores, no es así en el modo del VFT el cual permanece prácticamente de cero.

Tabla 29. Eigenvalores para el caso Anderson-Stagg con VFT

EIGENVALORES					
No. de Modo	Real	Imaginario	Razón de Amortiguamiento	Frecuencia de Oscilación	Estado Dominante
1, 2	-0.39811	±9.3412	4.26E-02	1.4867	$\Delta\theta_2, \Delta\hat{\omega}_2$ Ander
3, 4	-0.36947	±8.8956	4.15E-02	1.4158	$\Delta\theta_2, \Delta\hat{\omega}_2$ Stagg
5, 6	-0.33777	±7.1578	4.71E-02	1.1392	$\Delta\theta_3, \Delta\hat{\omega}_3$ Ander
7, 8	-8.77E-02	±3.9956	2.19E-02	0.63592	$\Delta\theta_{VFT}, \Delta\hat{\omega}_{VFT}$
9, 10	-0.18069	±0.28736	0.5323	4.57E-02	$\Delta\theta_1, \Delta\hat{\omega}_1$ Ander
11, 12	-5.42E-02	±4.09E-02	0.79838	6.51E-03	$\Delta\theta_1, \Delta\hat{\omega}_1$ Stagg
13	-50.04	-	-	-	Controlador PI de velocidad
14	-50	-	-	-	Thevenin 1

Tabla 29. Eigenvalores para el caso Anderson-Stagg con VFT (Continuación)

No. de Modo	Real	Imaginario	Razón de Amortiguamiento	Frecuencia de Oscilación	Estado Dominante
15	-49.954	-	-	-	Thevenin 2
16	-40.002	-	-	-	Potencia de Realimentación (MW)
17	-40	-	-	-	Filtro VDTL
18	-5.9993	-	-	-	Controlador PI de Frecuencia
19	-3.3333	-	-	-	Salida del Gobernador
20	-3.3333	-	-	-	Filtro VDPL
21	-1.959	-	-	-	Ruta de E. de Frecuencia
22	-0.48391	-	-	-	Controlador PI de Potencia
23	-0.27175	-	-	-	Ruta de E. de Velocidad
24	2.97E-02	-	-	-	Controlador PI de Potencia

5.6 Caso de estudio: Stagg-Anderson con parque de VFT's

En este caso tres unidades de VFT son simuladas para interconectar los dos sistemas, cada una con sus respectivos lazos de control, por el lado del estator se encuentran conectadas al nodo número 2 del sistema Stagg y por el lado del rotor se conectan al nodo número 500 del sistema Anderson. En la solución de flujos de potencia que se presenta en la figura 49, se observa que cada unidad se presenta exportando una transferencia de 66.7 MW, lo que ocasiona que el nodo compensador genere los 100 MW que se transmiten al sistema Anderson. Así pues, si el parque de VFT se encuentra al máximo de su capacidad de transferencia, esto es 100 MW cada unidad, serán generados desde el nodo compensador o bien el generador uno del sistema Stagg.

5.6.2 Resultados de eigenanálisis

Tabla 30. Eigenvalores para el caso Anderson-Stagg con parque de VFT's

EIGENVALORES					
No. de Modo	Real	Imaginario	Razón de Amortiguamiento	Frecuencia de Oscilación	Estado Dominante
1, 2	-1.50E-02	±9.3243	1.61E-03	1.484	$\Delta\theta_2, \Delta\hat{\omega}_2$ Ander
3, 4	-0.49981	±9.2425	5.40E-02	1.471	$\Delta\theta_2, \Delta\hat{\omega}_2$ Stagg
5, 6	-2.98E-02	±7.1792	4.15E-03	1.1426	$\Delta\theta_3, \Delta\hat{\omega}_3$ Ander
7,8	5.22E-02	±5.0711	-1.03E-02	0.80709	$\Delta\theta_{VFT}, \Delta\hat{\omega}_{VFT}$ 2
9, 10	5.22E-02	±5.0711	-1.03E-02	0.80708	$\Delta\theta_{VFT}, \Delta\hat{\omega}_{VFT}$ 3
11, 12	-1.51E-03	±3.4259	4.40E-04	0.54525	$\Delta\theta_{VFT}, \Delta\hat{\omega}_{VFT}$ 1
13, 14	-3.91E-02	±0.3703	0.10497	5.89E-02	$\Delta\theta_1, \Delta\hat{\omega}_1$ Ander
Modos inestables					
No. de Modo	Real	Imaginario	Razón de Amortiguamiento	Frecuencia de Oscilación	Estado Dominante
49	0.39045	-	-	-	$\Delta\theta_1, \Delta\hat{\omega}_1$ Stagg
52	3.69E-02	-	-	-	Ruta de E. de Frecuencia

La figura 50 indica que el generador G4 oscila en antifase con el generador 5, las magnitudes de los demás generadores son muy poco influyentes en ese modo de oscilación local.

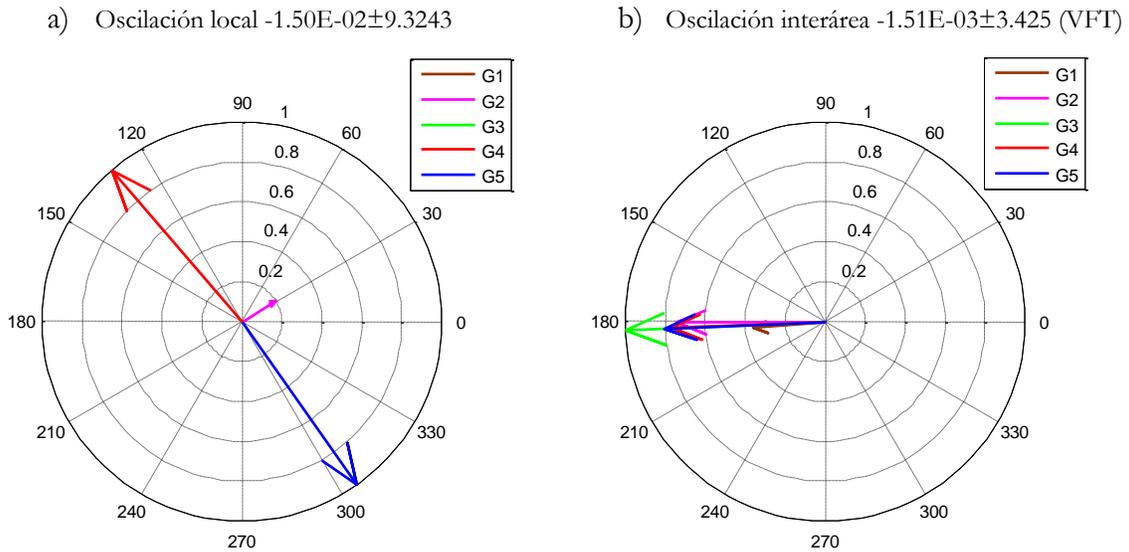


Figura 50. Forma de modos electromecánicos caso Anderson-Stagg con tres VFT's

En la oscilación interárea que representa la unidad uno de VFT b) se puede concluir que no muestra información acerca de algún grupo de generadores que se encuentre oscilando contra otro grupo.

Ahora se procede a examinar los modos que corresponden a los VFT's en la figura 51 se muestra las gráficas polares de dos VFT's una del modo local correspondiente al modo oscilatorio número 13 de la tabla 30, y el otro es un modo interárea. Para el inciso a) no existe un grupo de generadores que oscilen contra otro grupo, de la misma forma se puede observar en el modo local que representa el segundo VFT inciso b), solo que en este caso se alude que los más influyentes son los generadores dos y tres. Por lo tanto los componentes normalizados de eigenvectores del VFT no describen el comportamiento de los generadores.

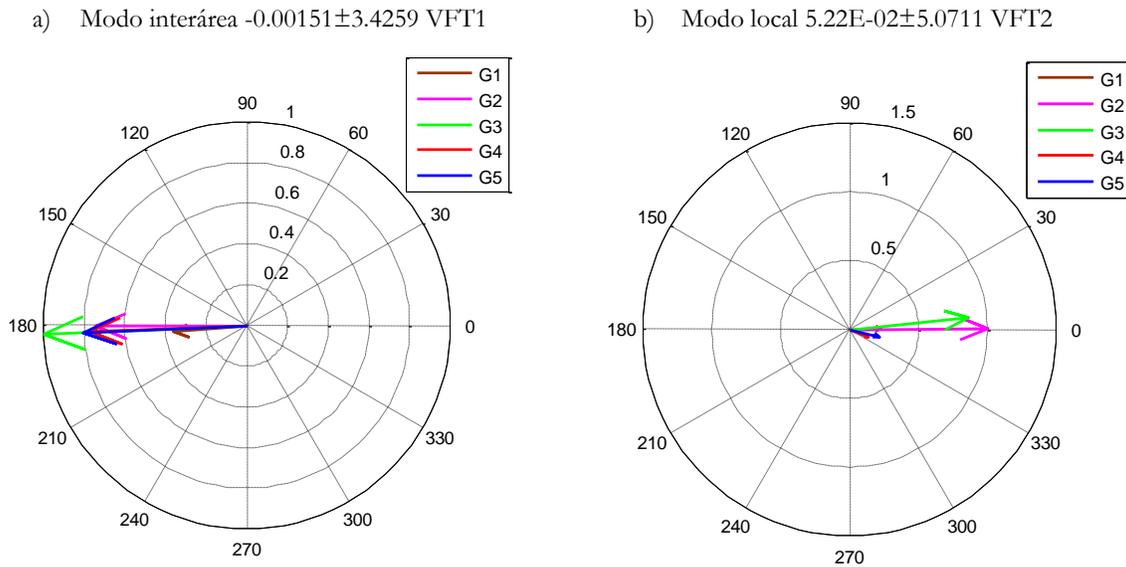


Figura 51. Forma de modos electromecánicos caso Anderson-Stagg con tres VFT's.

Ahora bien, si se analiza la figura 52 en la cual se distribuyen los modos oscilatorios se puede contemplar la ubicación de ellos, muy cerca del eje imaginario lo cual indica que están pobremente amortiguados, el único modo que cruza el criterio de seguridad el cual está dado por una razón de amortiguamiento de $\zeta=5\%$, está dado por el modo electromecánico del generador dos del sistema Stagg.

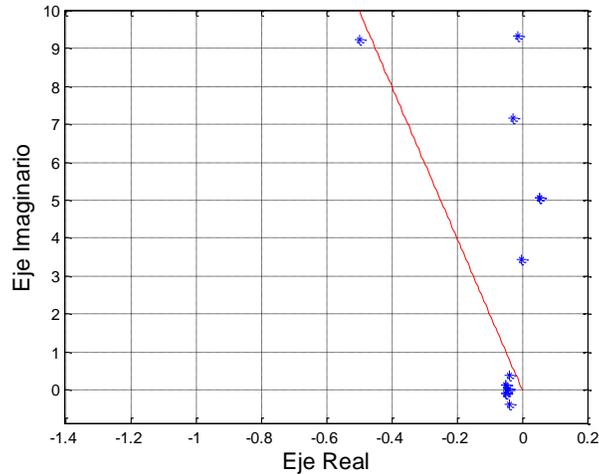


Figura 52. Distribución de modos en el plano complejo. (Caso Stagg-Anderson)

5.7 Caso de estudio: Sistema 39 Nodos – 5 Nodos con parque de VFT's

El sistema de potencia usado durante el análisis y modelado en el programa de PSS®E es el popular sistema IEEE 39 Nodos; también llamado el sistema Nueva Inglaterra. Este sistema es una reducción equivalente de la red de 345 kv que está localizada en la región del noreste de los Estados Unidos. Este sistema consiste en 10 generadores, 12 transformadores y 19 cargas; además se interconecta con el sistema de 5 Nodos conocido como sistema Stagg a través de 3 VFT's en paralelo exportando 202 MW dividido entre las 3 unidades presentes. Los datos usados para los nodos y parámetros de líneas además de los datos dinámicos de los generadores se encuentran en el apéndice C.

Dos pruebas son realizadas en este caso, una de ellas es usando la misma carga y generación, resultando con modos oscilatorios inestables.

5.7.1 Estudio de flujos de carga

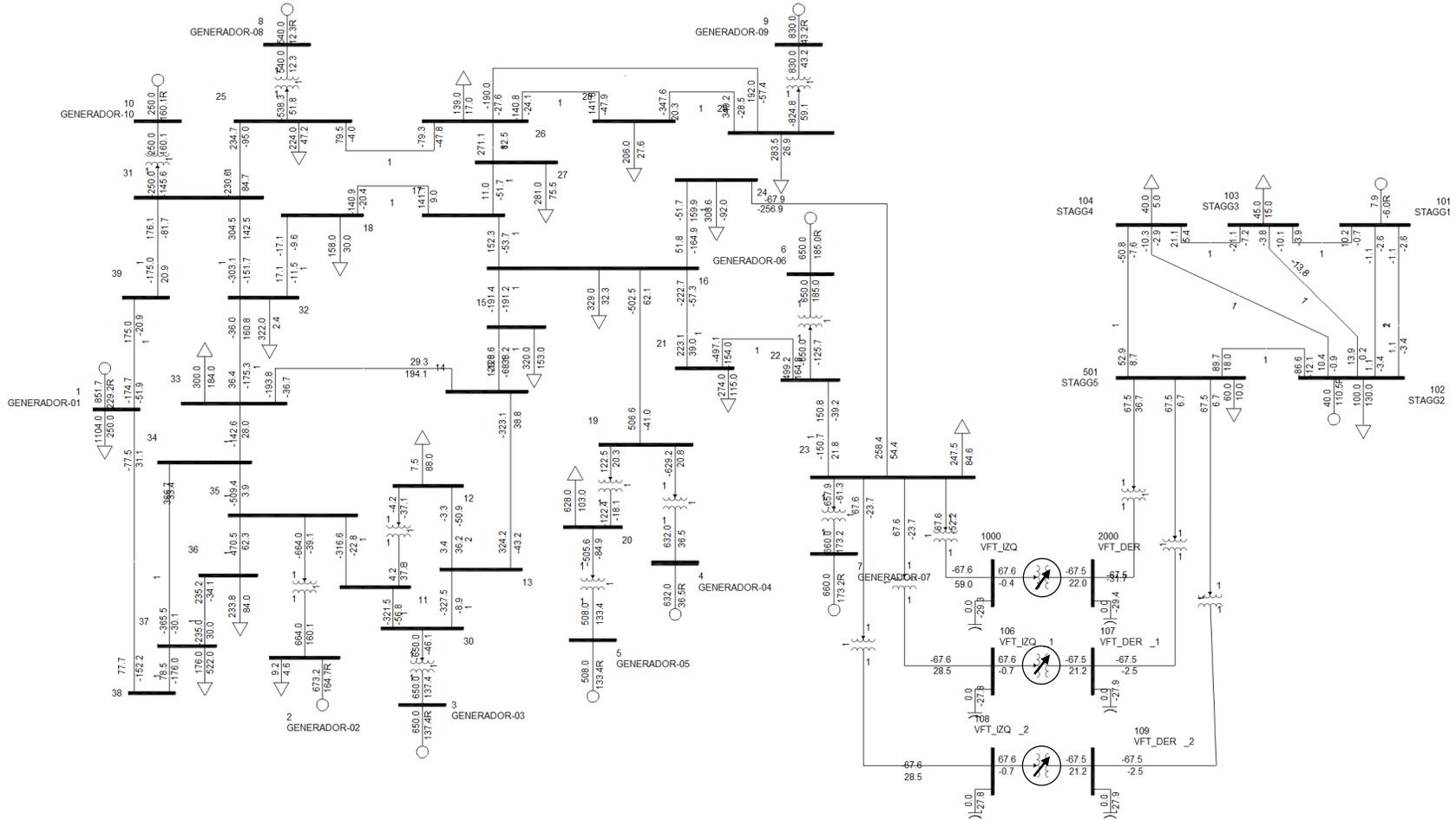


Figura 53. Transferencia de 200 MW de Sistema N. Inglaterra a Stagg

5.7.2 Caso inestable

En esta prueba se exportan 200 MW a través del parque de VFT, del sistema N. Inglaterra hacia el sistema Stagg. Es usado el modelo de sexto orden representando a los generadores, así pues se le ingresa un valor de la perturbación de 0.001 a la variable de EFD (Tensión de campo principal del generador (pu)), y se generan las matrices de estado.

Se tiene que aumentar la generación por parte del sistema que exporta la energía eléctrica, por lo que el nodo compensador 1, genera la demanda que se exporta al sistema Stagg. Además se considera para éstas pruebas factor de amortiguamiento de cero en todos los generadores.

En la tabla 31 se observan los modos de oscilación con su respectivo estado dominante. Además se aprecia que la unidad 2 del VFT oscila de manera local a comparación de las unidades 1 y 3 que oscilan de forma interárea.

Tabla 31. Eigenvalores para el caso N. Inglaterra-Stagg con parque de VFT's

EIGENVALORES					
No. de Modo	Real	Imaginario	Razón de Amortiguamiento	Frecuencia de Oscilación	Estado Dominante
1, 2	-0.45422	±8.9605	5.06E-02	1.4261	$\Delta\theta_1 \Delta\hat{\omega}_1$
3, 4	-0.58687	±7.561	7.74E-02	1.2034	$\Delta\theta_8 \Delta\hat{\omega}_8$
5, 6	-0.61824	±6.9948	8.80E-02	1.1132	$\Delta\theta_4 \Delta\hat{\omega}_4$
7, 8	-0.55388	±6.5875	8.38E-02	1.0484	$\Delta\theta_7 \Delta\hat{\omega}_7$
9, 10	8.36E-02	±6.0189	-1.39E-02	0.95793	$\Delta\theta_{VFT3}, \Delta\hat{\omega}_{VFT3}$
11,12	-0.49931	±6.0059	8.29E-02	0.95587	$\Delta\theta_3, \Delta\hat{\omega}_3$
13, 14	-3.1457	±5.9478	0.46752	0.94662	$\Delta\theta_{102}, \Delta\hat{\omega}_{102}$
15, 16	-0.4879	±5.7741	8.42E-02	0.91898	$\Delta\theta_2, \Delta\hat{\omega}_2$
17, 18	8.31E-02	±5.4867	-1.51E-02	0.87323	$\Delta\theta_{VFT1}, \Delta\hat{\omega}_{VFT1}$
19, 20	-0.47365	±4.3698	0.10776	0.69547	$\Delta\theta_5, \Delta\hat{\omega}_5$
21, 22	-0.51327	±4.0308	0.12632	0.64153	$\Delta\theta_{101}, \Delta\hat{\omega}_{101}$
23, 24	-0.59144	±3.95	0.14808	0.62866	$\Delta\theta_9, \Delta\hat{\omega}_9$
25, 26	1.3209	±3.7132	-0.33516	0.59098	$\Psi_{kd}, \Psi_{kq} 6$
27, 28	-32.404	±1.728	0.99858	0.27501	$E'_q, E'_d 6$
29, 30	-45.828	±1.4914	0.99947	0.23736	$\Psi_{kd}, \Psi_{kq} 10$
31, 32	-0.33549	±0.76839	0.40013	0.12229	Controlador PI de velocidad
33, 34	-0.33484	±0.71028	0.42641	0.11304	Controlador PI de velocidad
35, 36	-9.73E-02	±0.70344	0.13708	0.11196	$\Delta\theta_{VFT2}, \Delta\hat{\omega}_{VFT2}$
37, 38	-3.1577	±0.39036	0.99245	6.21E-02	$E'_q, E'_d 8$
39, 40	-52.112	±0.30451	0.99998	4.85E-02	Ψ_{kd}, Ψ_{kq}
41, 42	-64.412	±0.27583	0.99999	4.39E-02	$\Psi_{kd}, \Psi_{kq} 4$

Tabla 31. Eigenvalores para el caso N. Inglaterra-Stagg con parque de VFT's (Continuación).

No. de Modo	Real	Imaginario	Razón de Amortiguamiento	Frecuencia de Oscilación	Estado Dominante	
43, 44	0.10796	$\pm 4.50E-03$	-0.99913	7.16E-04	E'_q, E'_d	
45	-59.408	-	-	-	Ψ_{kd}	
46	-59.163	-	-	-	E'_q, E'_d y Ψ_{kd}, Ψ_{kq} de generadores	
47	-57.497	-	-	-		
48	-56.498	-	-	-		
50	-54.29	-	-	-		
51	-52.055	-	-	-		
52	-50.065	-	-	-		
53	-50.059	-	-	-		Controles de VFT's
54	-50.043	-	-	-		
55	-50	-	-	-		
56	-50	-	-	-		
57	-50	-	-	-		
58	-49.996	-	-	-		
59	-49.983	-	-	-		
60	-49.979	-	-	-		
61	-49.213	-	-	-		
62	-40.977	-	-	-		
63	-40.007	-	-	-		
64	-40.004	-	-	-		
65	-40.001	-	-	-		
66	-40	-	-	-		
67	-40	-	-	-		
68	-40	-	-	-		
69	-36.437	-	-	-	Controles de VFT's	
70	-28.605	-	-	-		
71	25.248	-	-	-		$\Delta\hat{\omega}_6$
72	-5.8476	-	-	-		Controles de VFT's
73	-3.7709	-	-	-		
74	-3.3333	-	-	-		
75	-3.3333	-	-	-		
76	-3.3333	-	-	-		
77	-3.3321	-	-	-		
78	-3.3044	-	-	-		
79	-3.3013	-	-	-	$\Delta\theta_6$	
80	2.8988	-	-	-		

Tabla 31. Eigenvalores para el caso N. Inglaterra-Stagg con parque de VFT's (Continuación).

No. de Modo	Real	Imaginario	Razón de Amortiguamiento	Frecuencia de Oscilación	Estado Dominante
81	-2.08	-	-	-	} Ψ_{kd}, Ψ_{kq} de generadores
82	-2.0671	-	-	-	
83	-1.9253	-	-	-	
84	-1.8313	-	-	-	
85	-1.2527	-	-	-	Stagg 102
86	-1.1335	-	-	-	} E'_q, E'_d de generadores
87	-0.93519	-	-	-	
88	-0.90884	-	-	-	
89	-0.90258	-	-	-	
90	-0.79621	-	-	-	
91	-0.5031	-	-	-	E'_d Gen 6
92	-0.25064	-	-	-	E'_d Gen 6
93	0.20636	-	-	-	E'_q Gen 6
94	-0.1721	-	-	-	} Controles de VFT's
95	-0.16007	-	-	-	
96	-0.15124	-	-	-	
97	-0.14447	-	-	-	
98	-8.70E-02	-	-	-	
99	-7.55E-02	-	-	-	
100	-6.45E-02	-	-	-	
101	-6.41E-02	-	-	-	
102	-6.23E-02	-	-	-	
103	-1.47E-02	-	-	-	
104	-6.13E-03	-	-	-	
105	-6.06E-03	-	-	-	
106	-5.08E-03	-	-	-	

Las unidades de VFT no poseen factor de amortiguamiento, por lo que sus valores propios se encuentran sobre el eje imaginario, indicando que el decaimiento de la señal es lenta. Con la gráfica expuesta como figura 54 es fácil detectar que en su mayoría los modos que carecen de amortiguamiento.

También se aprecia a través de los eigenvalores que la variable de posición angular y velocidad que pertenecen al generador 6 son inestables, seguido de la variable de tensión en eje en cuadratura del mismo generador.

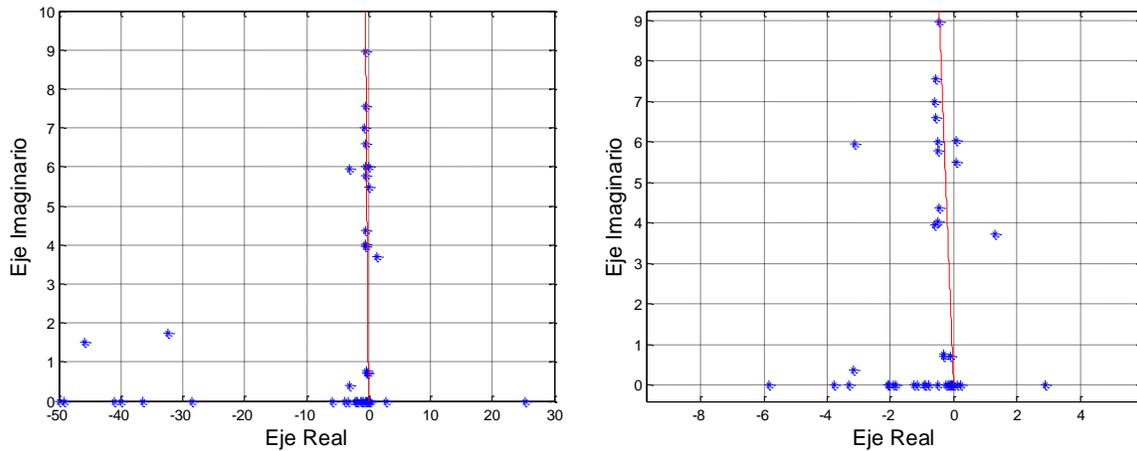


Figura 54. Distribución de modos (Caso inestable N. Inglaterra - Stagg). La gráfica derecha es un acercamiento de los modos oscilatorios.

Ahora que se ha completado el análisis modal para analizar la estabilidad del sistema eléctrico para el caso base, se pasa a manipular el sistema a través de la variación de componentes en los nodos más débiles agregando capacitancia en derivación y por otro lado el coeficiente de amortiguamiento del modelo dinámico de los generadores.

La estabilidad del sistema es fácilmente descrita por el diagrama de distribución modal, debido al hecho de que las partes reales de cada valor propio están situadas en el lado izquierdo del eje vertical. A pesar de no contar con parámetro de amortiguamiento, el presentar a los generadores con un modelo detallado agrega amortiguamiento a los modos oscilatorios, desplazándolos al margen requerido del 5% donde se puede considerar un punto de operación seguro.

Con la inestabilidad del sistema ahora confirmada, el mejoramiento comienza ajustando las características de voltaje del sistema y en los generadores, así pues se termina esta investigación, en donde se compara el cambio de modo al caso estable.

5.7.3 Caso estable

Para el caso de prueba estable se incluye capacitancia en los nodos 21 y 22 que pertenecen al sistema N. Inglaterra, además de un sistema de excitación del tipo IEEE AC1A en el generador 6 (los parámetros ingresados se pueden consultar en el apéndice D), y por último se mantienen los generadores con amortiguamiento de cero, y modelo de sexto orden en los generadores. Los resultados de modos de oscilación se presentan en la tabla 32.

Tabla 32. Eigenvalores para el caso N. Inglaterra-Stagg con parque de VFT's Estable

EIGENVALORES					
No. de Modo	Real	Imaginario	Razón de Amortiguamiento	Frecuencia de Oscilación	Estado Dominante
1, 2	-0.44136	±8.8559	4.98E-02	1.4095	$\Delta\theta_1, \Delta\hat{\omega}_1$
3, 4	-0.62267	±7.558	8.21E-02	1.2029	$\Delta\theta_8, \Delta\hat{\omega}_8$
5, 6	-0.61682	±7.1127	8.64E-02	1.132	$\Delta\theta_4, \Delta\hat{\omega}_4$
7, 8	-0.57298	±6.7042	8.52E-02	1.067	$\Delta\theta_7, \Delta\hat{\omega}_7$
9, 10	5.14E-02	±6.1541	-8.36E-03	0.97945	Estate 80
11, 12	-0.50242	±6.126	8.17E-02	0.97498	$\Delta\theta_3, \Delta\hat{\omega}_3$
13, 14	-0.50049	±5.9176	8.43E-02	0.94181	$\Delta\theta_2, \Delta\hat{\omega}_2$
15, 16	5.39E-02	±5.626	-9.58E-03	0.8954	Estate 66, 65
17, 18	-3.4517	±5.4481	0.53519	0.86709	$\Delta\theta_{102}, \Delta\hat{\omega}_{102}$
19, 20	-0.4643	±4.6179	0.10004	0.73496	$\Delta\theta_5, \Delta\hat{\omega}_5$
21, 22	-0.50595	±4.3388	0.11583	0.69054	$\Delta\theta_9, \Delta\hat{\omega}_9$
23, 24	-0.61518	±4.0712	0.14941	0.64795	$\Delta\theta_{101}, \Delta\hat{\omega}_{101}$
25, 26	-1.0386	±2.6256	-0.36784	0.41788	$\Delta\theta_6, \Delta\hat{\omega}_6$
27, 28	-32.377	±1.7271	0.99858	0.27487	E'_q, E'_d 6
29, 30	-46.326	±1.1041	0.99972	0.17573	Ψ_{kd}, Ψ_{kq} 10
31, 32	-0.52954	±0.52366	0.71104	8.33E-02	Stagg2
33, 34	-52.041	±0.29189	0.99998	4.65E-02	Ψ_{kd}, Ψ_{kq} 9
35, 36	-64.408	±0.23552	0.99999	3.75E-02	Ψ_{kd}, Ψ_{kq} 4
37, 38	-4.55E-02	±0.20814	0.21358	3.31E-02	Estate 67, 68
39, 40	-5.79E-02	±0.11933	0.43635	1.90E-02	69, 70
41, 42	-49.995	±0.11548	1	1.84E-02	Estate 104
43, 44	-4.96E-02	±0.11172	0.4057	1.78E-02	Estate 82
45, 46	-1.1111	±0.1058	0.9955	1.68E-02	E'_q, E'_d 3
47, 48	-49.997	±9.58E-02	1	1.52E-02	Estate 76
49, 50	3.25E-02	±6.49E-02	-0.4478	1.03E-02	E'_q, E'_d 9
51, 52	-49.998	±4.19E-02	1	6.66E-03	Estate 76
53, 54	-7.92E-03	±4.19E-02	0.18601	6.66E-03	Ψ_{kd}, Ψ_{kq} 9
55, 56	-0.78915	±2.84E-02	0.99935	4.53E-03	Feedback output
57, 58	-0.18559	±8.55E-03	0.99894	1.36E-03	E'_q, E'_d 1
59, 60	-0.90396	±2.41E-03	1	3.84E-04	E'_q, E'_d 4
61	-342.62	-	-	-	E'_q, E'_d y Ψ_{kd}, Ψ_{kq} de generadores
62	-59.389	-	-	-	
63	-59.162	-	-	-	
64	-57.259	-	-	-	
65	-55.708	-	-	-	

Tabla 32. Eigenvalores para el caso N. Inglaterra-Stagg con parque de VFT's Estable (Continuación).

No. de Modo	Real	Imaginario	Razón de Amortiguamiento	Frecuencia de Oscilación	Estado Dominante
66	-54.966				E'q, E'd y Ψkd, Ψkq de generadores
67	-52.271	-	-	-	
68	-50.068	-	-	-	
69	-50	-	-	-	
70	-50	-	-	-	
71	-50	-	-	-	
72	-48.987	-	-	-	
73	-41.005	-	-	-	
74	-40.007	-	-	-	
75	-40.004	-	-	-	
76	-40.001	-	-	-	
77	-40	-	-	-	
78	-40	-	-	-	
79	-40	-	-	-	
80	-36.425	-	-	-	Controles de los VFT's
81	-28.044	-	-	-	
82	-22.227	-	-	-	
83	-10.003	-	-	-	
84	-10.003	-	-	-	
85	-10.001	-	-	-	
86	-6.4957	-	-	-	
87	-3.7618	-	-	-	
88	-3.5651	-	-	-	
89	-3.3333	-	-	-	73
90	-3.3333	-	-	-	Controles de los VFT's
91	-3.3333	-	-	-	
92	-3.3333	-	-	-	
93	-3.3333	-	-	-	
94	-3.3333	-	-	-	
95	-3.0282	-	-	-	
96	-1.9649	-	-	-	
97	-1.9644	-	-	-	
98	-1.9593	-	-	-	
99	-1.7955	-	-	-	
100	-0.94921	-	-	-	
101	-0.81643	-	-	-	

Tabla 32. Eigenvalores para el caso N. Inglaterra-Stagg con parque de VFT's Estable (Continuación).

No. de Modo	Real	Imaginario	Razón de Amortiguamiento	Frecuencia de Oscilación	Estado Dominante
102	-0.16843	-	-	-	Controles de los VFT's
103	-0.16243	-	-	-	
104	-0.13569	-	-	-	
105	-0.11744	-	-	-	
106	-9.97E-02	-	-	-	
107	-9.97E-02	-	-	-	
108	-9.14E-02	-	-	-	
109	-8.20E-02	-	-	-	
110	-8.20E-02	-	-	-	
11	-7.20E-02	-	-	-	

En la figura 55 se puede apreciar una gran mejoría por parte de los modos, excepto dos que perteneces los modos electromecánicos del VFT1 y VFT3, siguen con un valor en la parte real (σ) prácticamente de cero, y este resultado es parecido en todas las simulaciones realizadas con PSS®E debido a que el modelo de VFT no posee un parámetro definido para el factor de amortiguamiento de la misma forma que lo tienen los generadores.

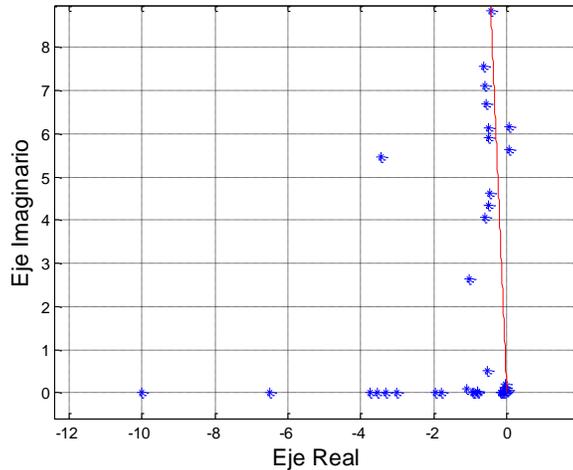


Figura 55. Distribución de modos (Caso estable N. Inglaterra - Stagg)

Por lo tanto del eigenanálisis a detalle de los modos pobremente amortiguados de este caso N. Inglaterra - Stagg, sirve para identificar sus características y las fuentes del problema, para después ayudar al desarrollo de medidas de mitigación. Esto también sirve para registrar las cantidades y así ser monitoreadas en simulaciones en el dominio del tiempo.

5.8 Comparación de resultados

A continuación se presenta una comparación entre paqueterías usadas como lo es el PSS®E y el Matlab® R2014a en donde se puede apreciar la diferencia entre resultados.

Se parte del sistema de 13 nodos con 4 generadores, exportando 99 MW del área uno al área 2 figura 26. En la tabla 56 se muestran los eigenvalores obtenidos a través del código PST, usando modelo clásico en los generadores. De la misma manera en la tabla 57 se aprecian los resultados al utilizar la paquetería de PSS®E.

Tabla 33. Eigenvalores del Sistema 13 nodos 4 generadores en PST.

Sistema 13 nodos 4 generadores				
Eigenvalores (λ)		Razón de Amortiguamiento (ζ)	Frecuencia de oscilación f(Hz)	Estado Dominante
Real	Imaginario			
-0.08634	0i	± 1	0	$\Delta\theta_1, \Delta\hat{\omega}_1$
0.08634	0i		0	
-0.24038	$\pm 4.2835i$	0.056031	0.68174	$\Delta\theta_{sr} VFT, \Delta\hat{\omega}_r VFT$
4.4409e-16	$\pm 6.9273i$	-6.4108e-17	1.1025	$\Delta\theta_2, \Delta\hat{\omega}_2$
-9.2548e-06	$\pm 7.2943i$	1.2688e-06	1.1609	$\Delta\theta_3, \Delta\hat{\omega}_3$
-3.047	$\pm 47.837i$	0.063567	7.6135	$\Delta\theta_4, \Delta\hat{\omega}_4$

Tabla 34. Eigenvalores del Sistema 13 nodos 4 generadores en PSS®E.

Sistema 13 nodos 4 generadores				
Eigenvalores (λ)		Razón de Amortiguamiento (ζ)	Frecuencia de oscilación f(Hz)	Estado Dominante
Real	Imaginario			
-0.48241E-02	$\pm 0.69647E-01i$	± 1	0	$\Delta\theta_1, \Delta\hat{\omega}_1$
0.37889E-01	$\pm 5.5101i$	-0.68763E-02	0.87696	$\Delta\theta_{sr} VFT, \Delta\hat{\omega}_r VFT$
0.19741E-03	$\pm 7.7300i$	-0.25109E-04	1.2303	$\Delta\theta_2, \Delta\hat{\omega}_2$
0.13386E-02	$\pm 7.3044i$	-0.18211E-03	1.1625 1	$\Delta\theta_4, \Delta\hat{\omega}_4$
-49.996	$\pm 0.82071E-01i$	1	0.13062E-01	$\Delta\theta_3, \Delta\hat{\omega}_3$

Si se compara los dos resultados, se puede observar que son similares los eigenvalores y las frecuencias de oscilación de los generadores 1, 2 y 3 incluso el de la unidad de VFT, el único valor diferente es el generador 4.

Por ultimo se puede observar en la tabla 35 los modos oscilatorios sin tomar en cuenta la dinámica y la inercia del VFT, se puede contemplar como aumenta ligeramente su frecuencia de oscilación en comparación con la tabla 34. Por lo tanto el VFT con su dinámica y controles disminuye la frecuencia de oscilación en los generadores.

Tabla 35. Eigenvalores del Sistema 13 nodos 4 generadores en PSS®E sin dinámica del VFT.

Sistema 13 nodos 4 generadores				
Eigenvalores (λ)		Razón de Amortiguamiento (ζ)	Frecuencia de oscilación f(Hz)	Estado Dominante
Real	Imaginario			
±0.15543	-	-	-	$\Delta\theta_1, \Delta\hat{\omega}_1$
0.00	±7.8572	0.43711E-07	1.2505	$\Delta\theta_2, \Delta\hat{\omega}_2$
0.00	±7.3521i	0.43711E-07	1.1701	$\Delta\theta_4, \Delta\hat{\omega}_4$
0.00	±2.7624 i	1	0.43965	$\Delta\theta_3, \Delta\hat{\omega}_3$

CAPÍTULO 6

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Las conclusiones de esta investigación además de recomendaciones para trabajos futuros y aportaciones están descritas en este capítulo.

6.1 Conclusiones

La conclusión general de este trabajo es referida al objetivo principal de la investigación, ya que al final se cumple el objetivo de realizar un estudio de estabilidad angular ante pequeños disturbios esto considerando el impacto de interconectar dos sistemas con una o varias unidades de VFT a través del análisis modal. Este estudio se realizó utilizando cuatro diferentes sistemas eléctricos y usando diferentes programas, uno es un código realizado en Matlab® R2014a donde se ingresa las derivadas parciales, otro es utilizando PST y el último programa producido por Siemens.

Con los resultados obtenidos en el capítulo 3 respecto a las simulaciones del modelo de sexto y segundo orden entre dos nodos de tensión constante se puede concluir que los eigenvalores son prácticamente los mismos sin importar el sentido de la dirección del flujo de potencia. Lo que significa que el sistema regresara a sus condiciones iniciales de operación ante pequeñas perturbaciones, ya sea que se transmita potencia de rotor a estator o viceversa. .

Por otra parte es conveniente representar al VFT como un circuito equivalente de una máquina de inducción de rotor devanado y en modelo dinámico representarlo como un ajuste del par eléctrico y el par mecánico, calculando esto con un simple sistema de dos ecuaciones electromecánicas.

Se valida el modelo de segundo orden con el modelo de sexto orden, los cuales dan resultados muy similares. Por lo que es válido utilizar el modelo de segundo orden con un factor de amortiguamiento que represente los devanados y se aproxime al modelo de sexto orden.

Ahora bien a partir de los resultados simulados es evidente que tanto la magnitud y dirección del flujo de potencia a través del sistemas de potencia conectados son dados por el par externo aplicado al rotor. Por inspección en las ecuaciones electromecánicas se concluye que la influencia de una inercia alta como es la del VFT, disminuye la frecuencia amortiguada o bien como se denomina en este trabajo la frecuencia de oscilación, por lo tanto la función del dispositivo agrega una capacidad natural de amortiguación a las oscilaciones inter área y locales normalmente ubicadas en un rango de 0.1 a 2 Hz esto debido a su inercia.

Otra conclusión y no menos importante es con respecto a la sintonización de los controles, por un lado se observa la respuesta en el tiempo del regulador de potencia, el cual es lo suficientemente rápido para responder a las perturbaciones de la red y mantener estable la transferencia de potencia. Pero por otro lado son valores demasiado pequeños de las ganancias por parte de los dos reguladores de potencia y velocidad, por lo que una pequeña variación en alguna de ellas desajusta las demás ocasionando raíces reales inestables.

En cuanto a las pruebas y resultados del capítulo 4 se cumplen dos objetivos particulares y parte del objetivo principal, por una parte se simula en el programa de Matlab® R2014a la solución de flujos de potencia con un transformador desfasador que representa al VFT como un elemento para realizar un control de flujo de potencia activa de un área a otra; así pues se obtienen condiciones de estado estable a través del método de Newton-Raphson. Ahora bien, desde las ecuaciones de flujos vistas para el TD se puede concluir que el VFT es encargado de redistribuir el flujo de potencia real del sistema; sin embargo son mediciones que siempre serán relacionadas a las consideraciones económicas y a las condiciones de operación.

Después de informar matemáticamente el proceso del análisis modal, se cumple otro objetivo particular en esta sección que es el de adaptar el modelo del VFT visto en el capítulo tres a la paquetería PST y perturbar secuencialmente el modelo no lineal conformado por ecuaciones diferenciales de los generadores así como de ecuaciones que representan a la parte de control. Los resúmenes de los gráficos muestran los resultados de la estabilidad del sistema o en su caso falta de ella, además de los valores propios, modos de oscilación y amortiguación de estos. Así pues se realiza una comprensión a detalle del análisis de estabilidad entre dos sistemas de energía eléctrica interconectados.

Por lo tanto este capítulo comprueba la importancia del factor de amortiguamiento en las maquinas rotatorias y su influencia en estabilizar el sistema, así como su poca o nula participación en la manera de oscilar; además en las pruebas a diferente transmisión se puede observar que los

modos oscilatorios del VFT poseen una frecuencia de oscilación que se mantienen de la misma forma (modo local), a pesar que el sistema es inestable por parte de un generador. Por último el VFT es técnicamente viable para transferir y controlar potencia dentro de su capacidad máxima.

Para las pruebas y resultados en el capítulo 5 se termina por cumplir el objetivo principal y el último objetivo particular, estos se logran determinando estabilidad en el programa de PSS®E utilizando varias unidades de VFT con todos sus respectivos lazos de control, además utilizando parámetros de entrada que a través de inyecciones de corriente, equivalentes de Thevenin y las acciones de control de frecuencia se obtienen resultados simulando dos sistemas interconectados a diferentes frecuencias.

La estabilidad del sistema es fácilmente señalada en esta capítulo a través de diagramas de distribución modal, en donde se identifica las partes reales de cada eigenvalor, además de la cantidad de amortiguamiento que presentan cada modo y si éstas se encuentran dentro del margen establecido del 5 %, y en dado caso que sea inestable el sistema se busca una solución como lo es: ajustando la compensación en los nodos así como agregando un sistema de excitación en el generador para aumentar su amortiguamiento.

Para terminar el VFT es capaz de permitir una transferencia de potencia activa y de buena calidad a pesar de presentar perturbaciones en sus variables de entrada que alteren la frecuencia de un lado del sistema, y no menos importante sin generar armónicos como lo hacen los enlaces de alto voltaje de corriente directa. Por lo tanto la tecnología del VFT proporciona una opción para lograr un control de energía a través de interconexiones de los sistemas de potencia asíncronos.

Además es una opción muy importante para la red nacional tener conexiones como esta y para futuros proyectos al norte del país específicamente en Baja California, en donde se puede aprovechar la ventaja competitiva de CFE y así aprovechar de la mejor manera sus excedentes de energía; es ahí donde se encuentra la importancia de realizar un intercambio o transacciones de energía con el sur de Texas.

6.2 Aportaciones

La investigación y la metodología presentadas en este documento así como los resultados sirven como una apertura al análisis de estabilidad incluyendo el elemento del VFT. Ya que actualmente es casi nula las aportaciones de las investigaciones a pequeños disturbios de este dispositivo. Si bien esto es debido a que es prácticamente una nueva tecnología se han hecho actualmente estudios pero solo de estabilidad transitoria

En cuanto a las contribuciones esperadas de la tesis se tiene que:

- Modelos lineales de sexto y segundo orden del VFT que se derivaron parcialmente y se detallaron para presentarlo en forma de modelo de estado, con sus respectivos resultados de eigenvalores y modos oscilatorios además de su respectiva comparación entre ellos.
- Un modelo de quinto orden que representa al VFT con controles presentando su respuesta libre del sistema y ante una entrada escalón.
- Utilizando la representación del espacio de estados se ingresa a un programa computacional en el que se calculan los valores propios, y los respectivos eigenvectores izquierdos y derechos, además de obtener una matriz de participación con la que se identifican los modos de oscilación. Estas pruebas se realizan en diferentes casos de transmisión de energía eléctrica entre dos nodos constantes.
- Se adapta un modelo del TD en la paquetería de PST de Matlab® R2014a para obtener una condición de operación inicial en sistemas multimáquinas, controlando la transmisión de energía.
- Se adapta el modelo no lineal de quinto orden a un programa de perturbaciones secuenciales en Matlab® R2014a (PST) y se obtiene un estudio de estabilidad.
- Se realiza un eigenanálisis construyendo primero las matrices de estado con la función ASTR, y posteriormente haciendo una identificación modal con LSYSAN32 de la paquetería PSS®E 33 University de Siemens.
- Se realiza un análisis de estabilidad angular ante pequeñas señales considerando un parque de VFT's en la paquetería de PSS®E, utilizando modelo de sexto orden en los generadores y modelo de 2 variables electromecánicas y 12 variables correspondientes a sus controles del VFT.

6.3 Recomendaciones

Como una recomendación para investigaciones futuras es:

- Ampliar el modelo de quinto orden del VFT, esto agregándole el lazo de control de frecuencia, la cual es importante para representar la variación de frecuencias por ambas partes del enlace. Y así obtener resultados a diferente frecuencia en una paquetería que no sea PSS®E.
- En sistemas multimáquinas es conveniente realizar estudios de estabilidad de voltaje, lo cual es de gran ayuda para identificar los nodos que necesitan compensación, ya que mantener los niveles de voltaje de algunas barras del sistema dentro de un rango alto contribuye con modos de oscilación con una frecuencia mejor amortiguada.
- Aumentar el número de componentes, esto es debido a que se realizaron simulaciones en el programa de PSS®E con la limitante de 50 nodos. Por lo que representar ambos sistemas con más elementos en la red y obtener la estabilidad es una opción.
- Así como se deben realizar simulaciones con otros elementos en la red como fuentes de energía renovable o bien generación distribuida; también es conveniente realizar simulaciones ampliando más los controles de los generadores como son: estabilizadores de sistemas de potencia (PSS), Reguladores automáticos de voltaje (RAV) y Gobernadores.

REFERENCIAS

- [1] P. Anderson y A. Fouad, "Power System Control and Stability", IEEE Press Power Engineering Series, Wiley Interscience, 2003..
- [2] N. W. Miller, K. Clark, E. Larsen y R. Piwko, "Variable frequency transformer provides secure inter-regional power exchange", energize, GE Energy, June 2006.
- [3] R. Piwko, E. Larsen y C. Wegner, "Variable Frequency Transformer –A New Alternative For Asynchronous Power Transfer", Conference and Exposition in Africa Durban, South Africa: Inaugural IEEE PES 2005, 11-15 July 2005.
- [4] R. Piwko, E. Larsen y C. Wegner, "Variable Frequency Transformer – FACTS Technology for Asynchronous Power Transfer", New Orleans.: IEEE PES T&D Conference and Exposition, 2005.
- [5] E. GE, "Variable Frequency Transformers", GE Brochure Grid Inter-tie. GEA-13526B, August 2004..
- [6] F. I. Bakhsh, M. Irshad y M. S. Jamil Asghar, "Modeling and Simulation of Variable Frequency Transformer for Power Transfer in-between Power System Networks", India International Conference: Power Electronics (IICPE), 2011 IEEE..
- [7] P. Kundur, J. Paserba, V. Ajjarapu, G. Andersson, A. Bose, C. Canizares, N. Hatziaargyriou, D. Hill, A. Stankovic, C. Taylor, T. Van Cutsem y V. Vittal, "Definition and Classification of Power System Stability", IEEE/CIGRE Joint Task Force on Stability Terms and Definitions, IEEE Transactions on Poer Systems, Vol 19, No. 2, May 2004.
- [8] J. Duncan Glover, S. Mulukutla S. y T. J. Overbye, Power System Analysis, Cengage Learning, 2008.
- [9] E. R. Pratico, C. Wegner, E. V. Larsen, R. J. Piwko y D. R. Wallace, "VFT Operational Overview- The Laredo Project", NY. USA: IEEE, 2007 IEEE.
- [10] N. W. Miller, K. Clark, L. E. y R. Piwko, "Variable frequency transformer provides secure inter-regional power exchange", Energize GE Energy, June 2006, June 2006.
- [11] B. Bagen, G. Lane, J. D. y H. Turanli, "Evaluation of the performance of Back-to-Back HVDC Converter and Variable Frequency Transformer for Power Flow Control in a Weak Interconnection", Society General Meeting, IEEE, 2007.
- [12] D. Ravemark y B. Normark, "Ligero e invisible, transmisión subterránea con HVDC Light", Revista ABB, ISSN 1013-3135, N° 4 págs. 25-29, N° 4, 2005.
- [13] Reconstruction Siemens Sylmar East Valve, "HVDC – High Voltage Direct Current Transmission", USA: Siemens, página 25.

- [14] D. o. E. Laboratory, "The design, construction and operation of long-distance high voltage electricity transmission technologies", Argonne National Laboratory, Noviembre 2007.
- [15] Google Inc., "Google Earth", Imágenes datos del mapa satelital , 2015..
- [16] V. Clark y E. Larssen, "VFT modeling for planning studies", GE Energy 2004..
- [17] J. M. Gagnon, D. Galibois, D. McNabb y D. Nadeau, "A 100 Mw Variable Frequency Transformer (Vft) On The Hydro-Québec Network, A New Technology For Connecting Asynchronous Networks", Power Engineering Society Inaugural Conference and Exposition in Africa, IEEE 2005.
- [18] C. Gerencia de Programación de Sistemas Eléctricos, "Programa de obras e inversiones del sector eléctrico 2007-2016", Mexico : CFE, 2016 .
- [19] M. A. Avila, "United States and Mexico New Cross-Border Connections", Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America, IEEE, 2008.
- [20] A. Á. Bustos, "Estudio de estabilidad angular de sistemas eléctricos de potencia asíncronos interconectados a través de un transformador de frecuencia variable (VFT)", México D.F.: Tesis para obtener el grado de Maestría, Instituto Politécnico Nacional, Mayo 2015.
- [21] L. A. Contreras Aguilar, "Steady-state and dynamic solutions of asynchronous links based on variable frequency transformers", Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo, Facultad de Ingeniería Eléctrica: División de estudios de posgrado, Tesi, Febrero 2011.
- [22] L. Contreras-Aguilar y N. García, "Steady-State Solution of a VFT Park Using the Limit Cycle Method and a Reduced Order Model", L. Contreras-Aguilar, N. García, "Steady-State Solution of a VFT Park Using the Limit Cycle Method and a Reduced OrdJune-July, Bucharest Romania: IEEE Bucharest Power Tech Conference, IEEE 2009.
- [23] P. Marken, J. Roedel, D. Nadeau, D. Wallace y H. Mongeau, "VFT Maintenance and Operating Performance", Proc. PES General Meeting Conversion and Delivery of Electrical Energy, July 2008..
- [24] G. J. Calderon Guizar, "Estudios de Estabilidad Dinamica en el Dominio de la Frecuencia", Mexico D.F.: Tesis que para obtener el grado de M, en C. en Ing. Electrica opcion Potencia, Febrero 1986.
- [25] C. A. Rivera Salamanca, "Análisis de Interacciones Torsionales Subsíncronas en Sistemas de Potencia con Compensación Serie y Paralelo", México, D. F.: Tesis que para obtener el grado de Doctor en Ciencias con especialidad en Ingeniería Eléctrica, Septiembre de 2000.

-
- [26] M. Lázaro Gonzaga, “Análisis de estabilidad ante pequeños disturbios de los generadores de inducción en sistemas eléctricos de potencia”, México D.F.: Tesis para obtener el grado de Maestría, Instituto Politécnico Nacional, 2005.
- [27] O. M. Reyes, “Identificación de la estabilidad a pequeños disturbios de la máquina síncrona bus-infinito por redes neuronales”, México D.F.: Tesis para obtener el grado de Maestría, Instituto Politécnico Nacional, 2006..
- [28] C. D. Villanueva Esperilla, “Estudio de estabilidad de SEP's ante pequeños disturbios con líneas de HVDC”, México D.F.: Tesis para obtener el grado de Maestría, Instituto Politécnico Nacional, 2008.
- [29] D. Martínez Villareal, “Análisis modal de sistemas eléctricos de potencia”, México D.F.: Tesis para obtener el grado de Maestría, Instituto Politécnico Nacional, 2008..
- [30] d. J. A. Catillo, de José Antonio Catillo “Análisis de Dispositivos FACTS(CEV, C SCT y UPFC) para interacciones Torsionales Subsíncronas de Turbogeneradores en Sistemas Eléctricos de Potencia”, Mexico, D. F.: Tesis que para obtener el grado de M. en C. con especialidad en Ingeniería Eléctrica , Agosto del 2003.
- [31] P. S. D. P. Subcommittee, "Proposed Terms and Definitions for Power System Stability", IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, IEEE Task Force on Terms & Definitions, Vol. PAS-101, No. 7, pp. 1894-1898, July, 1982.
- [32] E. W. Kimbark, "Power System Stability" ,, Volumes I, II, and III An IEEE Press Classic Reissue Set , 1995 Hardcover 1008pp .
- [33] P. Kundur, “Power System Stability and Control”, Engineering Series New York, U.S.A.: 1st Edition Electric Power Research Institute (EPRI) , 1994. .
- [34] A. Decarlo Raymond, "Linear Systems: A State Variable Approach With Numerical Implementation", Prentice Hall, April 1989.
- [35] L. Brogan William, "Modern Control Theory (3rd Edition)", Pearson; 3 edition, October 11, 1990.
- [36] K. Ogata, "Modern Control Engineering" (5th Edition), Pearson; 5 edition , September 4, 2009.
- [37] M. A. Pai, D. P. Sen Gupta y K. R. Padiyar, “Small Signal Analysis of Power Systems”, Alpha Science International Ltd., 2004..
- [38] P. W. Sauer y M. A. Pai, “Power System Dynamics and Stability”, Department of Electrical and Computer Engineering University of Illinois at Urbana-Champaign,: Prentice Hall, Inc. 1998.
- [39] A. R. Messina, “Inter-area Oscillations in Power Systems, A nonlinear and Nonstationary Perspective”, Springer Science+Vusiness Media, LLC 2009..
- [40] P. M. Anderson, "Analysis of Faulted Power Systems", Wiley-IEEE Press; 1 edition , July 10, 1995.

- [41] G. Rogers, "Power System Oscillations" (Power Electronics and Power Systems), Springer; Softcover reprint of the original 1st ed. 2000 edition, December 31, 1999.
- [42] I. J. Perez-Arriaga, G. C. Verghese y F. C. Schweppe, "Selective Modal Analysis with Applications to Electric Power Systems", Part I: Heuristic Introduction, 1990.
- [43] I. J. Perez-Arriaga, "Selective Modal Analysis of Power System Oscillatory Instability", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 3, No. 2, May 1988.
- [44] M. Klein, G. J. Rogers y P. Kundur, A Fundamental Study of Inter-area Oscillations in Power Systems, Transactions on Power Systems, Vol. 6, No. 3, August 1991.
- [45] M. Klein, G. Rogers, S. Moorty y P. Kundur, Analytical Investigation of Factors Influencing Power System Stabilizers Performance, Ontario Canada: IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 7, No. 3, September 1992.
- [46] J. Paserba Convenor, "Analysis and Control of Power System Oscillations", CIGRE Technical Brochure No. 111 on Power System Oscillations, December 1996..
- [47] D. Povh Convenor, "Load Flow Control In High Voltage Power Systems Using FACTS Controllers", CIGRE Technical Brochure No. 51, January 1996..
- [48] L. Grigsby, "The Electric Power Engineering Handbook", A CRC Handbook Published in Cooperation with IEEE Press, 2000.
- [49] H. Pannhorst, "NEVA, PSS NETOMAC Eigenvalue Analysis Getting Started", Siemens Power Transmission and Distribution, 2006.
- [50] A. Merkhouf, S. Upadhyay y P. Doyon, "Variable Frequency Transformer – An Overview", 1-4244-0493-2/06/\$20.00 ©2006 IEEE., 2006.
- [51] V. Mc Nabb, V. Nadeau, A. Nantel, E. Pratico, E. Larsen, G. Sybille, V. Q. Do y D. Paré, "Transient and Dynamic Modeling of the New Langlois VFT Asynchronous Tie and Validation with Commissioning Tests", NY 12345, USA: GE Energy, Schenectady.
- [52] I. Elgerd Olle, "Control System Theory" (Electrical & Electronic Engineering), McGraw-Hill Inc.,US; 1St Edition edition, February 1967.
- [53] P. Fairley, "Power Transmission without the Power Electronics; GE's Variable-Frequency Transformers transfer power between out-of-sync grids without the problems of semiconductor power", Posted 1 Nov 2007.
- [54] F. I. Bakhsh, S. Islam y M. Khursheed, "Modeling, Analysis and Simulation of VFT for Power Flow Control through Asynchronous Power Systems", ACEEE Int. J. on Electrical and Power Engineering, , Vol. 02, No. 03, Nov 2011..
- [55] M. A.vila, L. Escalante y A. Escobar, "Transmission expansión challenges for the electrical power industry in Mexico under a competitive environment", CIGRE , Paper CI-IOI, Paris, France..
- [56] C. Gesong y Z. Xiaoxin, "Digital Simulation of Variable Frequency Transformers for Asynchronous Interconnection in Power System", Conference y Eshibition: Asia y Pacific Dalian,, China 2005 IEEE/PES.

- [57] P. C. Krause, O. Wasynczuk y S. D. Sudhoff, *Analysis of Electric Machinery and Drive Systems*, Second Edition, Wiley-IEEE Press, 2002 Hardcover 624pp.
- [58] L. Contreras Aguilar, N. García, M. A. Islas Martínez y R. Adame Ortiz, "Implementation of a VFT Model in PSS®E Suitable for Power Flow and Transient Stability Simulations", *Power and Energy Society General Meeting, IEEE Conference Publications IEEE 2012..*
- [59] L. Contreras Aguilar y N. García, "Fast Convergence to the steady-state Operating Point of a VFT Park Using the Limit Cycle Method and a Reduced Order Model", *IEEE 2009..*
- [60] L. Contreras-Aguilar y N. García, "Stability Analyses of a VFT Park Using a Sequential Continuation Scheme and the Limit Cycle Method", *IEEE Transactions on Power Delivery.*
- [61] intel, «© Intel Corporation,» [En línea]. Available: <http://ark.intel.com>.
- [62] Matlab. [En línea]. Available: <http://es.mathworks.com>.
- [63] B. Adkins y R. Harley, "General Theory of Alternating Current Machines", London: Chapman and Hall, 1978.
- [64] G. Rogers, J. H. Chow y L. Vanfretti, «Power_System_Toolbox_Webpage,» EPS, 2014. [En línea]. Available: http://www.eps.ec.kth.se/personal/vanfretti/pst/Power_System_Toolbox_Webpage/PST.html.
- [65] G. Rogers, "small signal stability Analysis Functions in MATNETEIG", *Manual Power System Toolbox, 2000-2008.*
- [66] G. Rogers, "Power System Toolbox Version 3.0", Ontario Canadá, 1991 - 2008.
- [67] J. W. Stevenson, "Elements of Power System Analysis", Third Edition McGraw-Hill, 1975.
- [68] J. P. Britton, "Improved Area Interchange Control for Newton's Method Load Flows", *IEEE Transactions On Power Apparatus and Systems*, Vol. Pas-88, No. 10, October 1969.
- [69] M. J. Dos Santos y J. Rezende Pereira, "A New Approach for Area Interchange Control Modeling", *IEEE Transactions On Power Systems*, Vol. 19, No. 3, August 2004.
- [70] C. Fuerte Esquivel y E. Acha, "A Newton-Type Algorithm For The Control Of Power Flow In Electrical Power Networks", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 12, No. 4, November 1997.
- [71] D. Nadeau, "A 100-MW Variable Frequency Transformer (VFT) on the Hydro-Québec TransÉnergie Network – The Behavior during Disturbance", Montréal, Québec: Power Engineering Society General Meeting, TransÉnergie IEEE, 2007..

- [72] B. Stott y O. Alsac, "Fast Decoupled Load Flow", IEEE Transactions on PWS Vol. PAS-93, May 1974.
- [73] L. D. Aréchiga y F. Aboytes, "Modelado de Transformadores en Sistemas de Potencia", U.A.N.L., F.I.M. E., DIE-87-06, Agosto de 1987.
- [74] Z. X. Han, "Phase Shifter And Power Flow Control", Rensselaer Polytechnic Institute Troy, New York 12181, Vol. PAS-101, No. 10, October 1982.
- [75] E. Acha, E. Fuerte, A. C., H. Pérez y A. Camacho, "FACTS: Modelling and Simulation in Power Networks", John Wiley and Sons, 2004.
- [76] N. Peterson y S. Meyer, "Automatic Adjustment of Transformer and Phase Shifter Taps in the Newton Power Flow", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-90, No.1, January/February 1971, pp. 103-108.
- [77] J. M. García Guzmán, F. J. Ortega Herrera y J. Torres Jiménez, "Implementation of Phase-Shifting Transformer model into an OPF formulation by Matlab optimization toolbox", International Journal of Scientific and Research Publications, Volume 3, Issue 9, S, September 2013.
- [78] S. Lopez L., "Modelado y analisis de los sistemas Flexibles de Transmision de corriente alterna en estado estacionario", Mexico D.F.: Tesis que para obtener el Grado de Maestro en Ciencias con Especialidad en Ing. Electrica, Noviembre de 1999.
- [79] D. I. Orozco Garcia, «"Código a pequeñas señales con VFT en PST",» Reporte de codigo, SEPI Zacatenco , 2016.
- [80] http://www.eps.ee.kth.se/personal/vanfretti/pst/Power_System_Toolbox_Webpage/PST.html.
- [81] J. H. Wilkinson, "Algebraic Eigenvalue Problem", Clarendon Press - Oxford University, 1965.
- [82] Siemens Inc. Energy, Volume II "Program Application Guide", Siemens Power Technologies International, October 2010.
- [83] Work Group Siemens, "Program Operation Manual", Siemens Power Transmission & Distribution, Inc., December 2007.
- [84] Technologies International Siemens Power, Volume II "Program Application Guide", Siemens Energy, Inc., October 2010.
- [85] SIEMENS PTI, "PSS®E 32.0 Documentation", www.energy.siemens.com/pss-e.htm., Accessed 8 August 2015.
- [86] A. J. Laub, Matrix Analysis for Scientists & Engineers, University of California: SIAM, 1948.
- [87] C. D. Meyer, Matrix Analysis and Applied Linear Algebra, SIAM.
- [88] G. J. Rogers, "Methods for Small Signal Analysis of Very Large Power Systems", IEEE Proceedings on the 25th Conference on Decision and Control, pp. 393-398, 1987.

- [89] G. W. Stagg y A. H. El-Abiad, "Computer Methods in Power System Analysis", Mc Graw Hill, 1968.
- [90] G. Ziegler y N. B. Nichols, "Optimum setting for automatic controllers", Trans. ASME, vol. 64, pp. 759-768, , 1942..

APÉNDICE A

LINEALIZACIÓN DE MODELOS DEL VFT

En esta sección se presenta el desarrollo de las ecuaciones lineales del VFT, a través de derivadas parciales.

Linealización del modelo de segundo orden del VFT

Se tiene como modelo de segundo orden las ecuaciones (6.3.1) y (6.3.2):

$$\dot{\hat{\omega}} = \frac{1}{2H} \left(T_e - T_m - K_D \left(\frac{\omega_r}{\omega_0} \right) \right) \quad (6.3.1)$$

$$\dot{\theta}_{sr} = \omega_0 \left(\frac{\omega_r}{\omega_0} \right) \quad (6.3.2)$$

Lo cual en un modelo de estado se tiene:

$$\begin{bmatrix} \dot{\hat{\omega}}_r \\ \dot{\theta}_{sr} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & 0 \\ \omega_0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \hat{\omega}_r \\ \theta_{sr} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} -1/2H \\ 0 \end{bmatrix} [T_m] + \begin{bmatrix} -T_e/2H \\ 0 \end{bmatrix} \quad (6.3.3)$$

Donde se conoce que en por unidad el par electromagnético está dado por:

$$\hat{T}_e = \hat{P}_{VFT} \quad (6.3.4)$$

Y por lo tanto:

$$\hat{P}_{VFT} = \left(\frac{\hat{e}_{t1} \frac{\hat{e}_{t2}}{S} \sin(\theta_s - (\theta_r + \theta_f))}{\hat{X}_{VFT}} \right) \quad (6.3.5)$$

$$\hat{Q}_{VFT} = \left[\hat{e}_{t1}^2 - \frac{\hat{e}_{t1} \hat{e}_{t2}}{2} [\cos(\theta_r + \theta_f) \{ \sin(\theta_s) + \cos(\theta_s) \}] \right] \quad (6.3.6)$$

De esta manera para el modelo de segundo orden el par eléctrico se expresa de la siguiente manera:

$$\hat{T}_e = \hat{P}_{VFT} = \frac{\hat{e}_{t1} \frac{\hat{e}_{t2}}{S} \sin(\theta_s - (\theta_r + \theta_f))}{\hat{X}_{VFT}} \quad (6.3.7)$$

Por lo tanto para los siguientes análisis el Par eléctrico para el modelo de segundo orden, y para los modelos que incluyan controles se calcula con la ecuación (6.3.7).

Ya que para sistemas síncronos se tiene lo siguiente:

$$f_1 = f_2 \quad \theta_f = 0 \quad \theta_s = 0 \quad (6.3.8)$$

$$\dot{\omega}_r = \left(\frac{\hat{e}_{t1} \frac{\hat{e}_{t2}}{S} \sin(-\theta_r)}{2H \hat{X}_{VFT}} \right) - \frac{T_m}{2H} \quad (6.3.9)$$

En estado estable, la $\dot{\omega}_r = \frac{\dot{\omega}_r}{\omega_0}$ tiende a cero, por lo tanto, para el modelo lineal:

$$\frac{\omega_r}{\omega_0} = 0 \quad \therefore \quad \omega_r = 0$$

$$S = \frac{\omega - \omega_r}{\omega} \quad \therefore \quad S = 1$$

$$\dot{\omega}_r = \left(\frac{\hat{e}_{t1} \hat{e}_{t2} \sin(-\theta_r)}{2H \hat{X}_{VFT}} \right) - \frac{T_m}{2H} \quad (6.3.10)$$

Donde:

$$\text{Tensión en el estator} \quad \hat{e}_{t1} = e_s$$

$$\text{Tensión en el rotor} \quad \hat{e}_{t2} = e_r$$

Se deriva parcialmente alrededor de la condición de operación inicial

$$\Delta T_e = \frac{\partial T_e}{\partial \theta_{sr}} \Delta \theta_{sr} = -\frac{e_s e_r}{X_{VFT}} \cos(\theta_r) \Delta \theta_{sr} \quad (6.3.11)$$

Sustituyendo por una variable “K_s”

$$\Delta T_e = K_s \Delta \theta_{sr} \quad (6.3.12)$$

Así pues se procede a linealizar las ecuaciones:

$$\Delta \hat{\theta}_{sr} = \frac{\partial f_1}{\partial \theta_{sr}} \Delta \theta_{sr} + \frac{\partial f_2}{\partial \hat{\omega}_r} \Delta \hat{\omega}_r \quad (6.3.13)$$

$$\Delta \hat{\theta}_{sr} = \omega_0 \Delta \hat{\omega}_r \quad (6.3.14)$$

$$\Delta \dot{\hat{\omega}}_r = \frac{\partial f_1}{\partial \theta_{sr}} \Delta \theta_{sr} + \frac{\partial f_2}{\partial \hat{\omega}_r} \Delta \hat{\omega}_r \quad (6.3.15)$$

$$\Delta \dot{\hat{\omega}}_r = K_s \Delta \theta_{sr} \quad (6.3.16)$$

Para la entrada se tiene:

$$\Delta \dot{\hat{\omega}}_r = \frac{\partial f_2}{\partial T_m} \Delta T_m = -\frac{1}{2H} \Delta T_m \quad (6.3.17)$$

Las ecuaciones (6.3.14) y (6.3.17), son las ecuaciones básicas para representar el modelo lineal simplificado.

Expresando el modelo de Segundo Orden en variables de estado, considerando factor de amortiguamiento:

$$\begin{bmatrix} \Delta \dot{\hat{\omega}}_r \\ \Delta \dot{\hat{\theta}}_r \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -K_D/2H & K_s/2H \\ \omega_0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \hat{\omega}_r \\ \Delta \hat{\theta}_r \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} -1/2H \\ 0 \end{bmatrix} \Delta T_m \quad (6.3.18)$$

Teniendo por salida la posición del rotor:

$$\Delta \theta_r = [0 \quad 1] \begin{bmatrix} \hat{\omega}_r \\ \hat{\theta}_r \end{bmatrix} \quad (6.3.19)$$

Linealización del modelo de sexto orden del VFT.

A continuación se presenta el procedimiento en donde se deriva parcialmente el modelo de sexto orden. Se tiene como primeras ecuaciones la posición y la velocidad del rotor.

$$\dot{\theta}_{sr} = \omega_0 \left(\frac{\omega_r}{\omega_0} \right) \quad (6.3.20)$$

$$\dot{\hat{\omega}} = \frac{\dot{\omega}_r}{\omega_0} = \frac{1}{2H} (T_e - T_m) \quad (6.3.21)$$

Donde se conoce que la ecuación de par es:

$$\hat{T}_e = (\hat{\psi}_{dr} \hat{i}_{qr} - \hat{\psi}_{qr} \hat{i}_{dr}) \quad (6.3.22)$$

Se conoce de flujos que:

$$[\hat{\psi}] = [\hat{L}][\hat{i}] \quad (6.3.23)$$

$$[\hat{\psi}][\hat{L}]^{-1} = [\hat{i}]$$

Y sustituyendo corrientes en ecuación (6.3.22) se tiene:

$$\hat{T}_e = \left(\hat{\psi}_{dr} \hat{\psi}_{qs} \frac{\hat{L}_m}{\hat{L}_m^2 - \hat{L}_{ss} \hat{L}_{rr}} - \hat{\psi}_{qr} \hat{\psi}_{ds} \frac{\hat{L}_m}{\hat{L}_m^2 - \hat{L}_{ss} \hat{L}_{rr}} \right) \quad (6.3.24)$$

Sustituyendo \hat{L}_{ss} , \hat{L}_{rr} en ecuación (6.3.25)

$$\hat{T}_e = \left(\hat{\psi}_{dr} \hat{\psi}_{qs} \frac{\hat{L}_m}{\hat{L}_m^2 - (\hat{L}_{ls} + \hat{L}_m)(\hat{L}_{lr} + \hat{L}_m)} - \hat{\psi}_{qr} \hat{\psi}_{ds} \frac{\hat{L}_m}{\hat{L}_m^2 - (\hat{L}_{ls} + \hat{L}_m)(\hat{L}_{lr} + \hat{L}_m)} \right) \quad (6.3.25)$$

Se sustituye por dos variables para disminuir la escritura y queda:

$$\alpha = \frac{\hat{L}_m}{\hat{L}_m^2 - (\hat{L}_{ls} + \hat{L}_m)(\hat{L}_{lr} + \hat{L}_m)} \quad (6.3.26)$$

$$\beta = \frac{\hat{L}_m}{\hat{L}_m^2 - (\hat{L}_{ls} + \hat{L}_m)(\hat{L}_{lr} + \hat{L}_m)} \quad (6.3.27)$$

$$\hat{T}_e = (\hat{\psi}_{dr}\hat{\psi}_{qs}\alpha - \hat{\psi}_{qr}\hat{\psi}_{ds}\beta) \quad (6.3.28)$$

Sustituyendo por eléctrico en la ecuación número (6.3.21) se llega a la ecuación de velocidad:

$$\hat{\omega} = \frac{1}{2H} \left((\hat{\psi}_{dr}\hat{\psi}_{qs}\alpha - \hat{\psi}_{qr}\hat{\psi}_{ds}\beta) - T_m \right) f_2 \quad (6.3.29)$$

Por otra parte para las ecuaciones de flujo se tiene:

$$\hat{\psi}_{ds} = \left(\frac{\omega_0 \hat{R}_s \hat{L}_{ad}}{\hat{L}_{ls} \hat{L}_{ls}} - \frac{\omega_0 \hat{R}_s}{\hat{L}_{ls}} \right) \hat{\psi}_{ds} + \left(\frac{\omega_0 \hat{R}_s \hat{L}_{ad}}{\hat{L}_{ls} \hat{L}_{lr}} \right) \hat{\psi}_{dr} + \omega_0 e_{ds} - \omega \hat{\psi}_{qs} \quad (6.3.30)$$

$$\begin{aligned} \hat{\psi}_{dr} = & \left(\frac{\omega_0 \hat{R}_r \hat{L}_{ad}}{\hat{L}_{ls} \hat{L}_{ls}} \right) \hat{\psi}_{ds} + \left(\frac{\omega_0 \hat{R}_r \hat{L}_{ad}}{\hat{L}_{ls} \hat{L}_{ls}} - \frac{\omega_0 \hat{R}_r}{\hat{L}_{ls}} \right) \hat{\psi}_{dr} + \omega_0 (e_r \sin \theta_r) \\ & - \omega \hat{\psi}_{qr} + \omega_r \hat{\psi}_{qr} \end{aligned} \quad (6.3.31)$$

$$\hat{\psi}_{qs} = \left(\frac{\omega_0 \hat{R}_s \hat{L}_{aq}}{\hat{L}_{ls} \hat{L}_{ls}} - \frac{\omega_0 \hat{R}_s}{\hat{L}_{ls}} \right) \hat{\psi}_{qs} + \left(\frac{\omega_0 \hat{R}_s \hat{L}_{aq}}{\hat{L}_{ls} \hat{L}_{lr}} \right) \hat{\psi}_{qr} + \omega_0 e_{qs} + \omega \hat{\psi}_{ds} \quad (6.3.32)$$

$$\begin{aligned} \hat{\psi}_{qr} = & \left(\frac{\omega_0 \hat{R}_r \hat{L}_{aq}}{\hat{L}_{ls} \hat{L}_{lr}} \right) \hat{\psi}_{qs} + \left(\frac{\omega_0 \hat{R}_r \hat{L}_{aq}}{\hat{L}_{lr} \hat{L}_{lr}} - \frac{\omega_0 \hat{R}_r}{\hat{L}_{lr}} \right) \hat{\psi}_{qr} + \omega_0 (e_r \cos \theta_r) \\ & - \omega_r \hat{\psi}_{dr} + \omega \hat{\psi}_{dr} \end{aligned} \quad (6.3.33)$$

Sustituyendo por variables para una mejor representación:

$$a = \left(\frac{\omega_0 \hat{R}_s \hat{L}_{ad}}{\hat{L}_{ls} \hat{L}_{ls}} - \frac{\omega_0 \hat{R}_s}{\hat{L}_{ls}} \right) \quad (6.3.34)$$

$$e = \left(\frac{\omega_0 \hat{R}_s \hat{L}_{aq}}{\hat{L}_{ls} \hat{L}_{ls}} - \frac{\omega_0 \hat{R}_s}{\hat{L}_{ls}} \right) \quad (6.3.35)$$

$$b = \left(\frac{\omega_0 \hat{R}_s \hat{L}_{ad}}{\hat{L}_{ls} \hat{L}_{lr}} \right) \quad (6.3.36)$$

$$f = \left(\frac{\omega_0 \hat{R}_s \hat{L}_{aq}}{\hat{L}_{ls} \hat{L}_{lr}} \right) \quad (6.3.37)$$

$$c = \left(\frac{\omega_0 \hat{R}_r \hat{L}_{ad}}{\hat{L}_{ls} \hat{L}_{ls}} \right) \quad (6.3.38)$$

$$g = \left(\frac{\omega_0 \hat{R}_r \hat{L}_{aq}}{\hat{L}_{ls} \hat{L}_{lr}} \right) \quad (6.3.39)$$

$$d = \left(\frac{\omega_0 \hat{R}_r \hat{L}_{ad}}{\hat{L}_{ls} \hat{L}_{ls}} - \frac{\omega_0 \hat{R}_r}{\hat{L}_{ls}} \right) \quad (6.3.40)$$

$$h = \left(\frac{\omega_0 \hat{R}_r \hat{L}_{aq}}{\hat{L}_{lr} \hat{L}_{lr}} - \frac{\omega_0 \hat{R}_r}{\hat{L}_{lr}} \right) \quad (6.3.41)$$

Representándolo de la forma de espacio de estados:

$$\begin{bmatrix} \dot{\hat{\omega}}_r \\ \dot{\theta}_{sr} \\ \dot{\hat{\psi}}_{ds} \\ \dot{\hat{\psi}}_{dr} \\ \dot{\hat{\psi}}_{qs} \\ \dot{\hat{\psi}}_{qr} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ \omega_0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & a & b & -\omega & 0 \\ 0 & 0 & c & d & 0 & -\omega \\ 0 & 0 & \omega & 0 & e & f \\ 0 & 0 & 0 & \omega & g & h \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \hat{\omega}_r \\ \theta_{sr} \\ \hat{\psi}_{ds} \\ \hat{\psi}_{dr} \\ \hat{\psi}_{qs} \\ \hat{\psi}_{qr} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 & 0 & -1/2H \\ 0 & 0 & 0 \\ \omega_0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & \omega_0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} e_{ds} \\ e_{qs} \\ T_m \end{bmatrix} \quad (6.3.42)$$

$$+ \begin{bmatrix} \frac{1}{2H} (T_e) \\ 0 \\ 0 \\ \omega_0 (e_r \sin \theta_r) + \omega_r \hat{\psi}_{qr} \\ 0 \\ \omega_0 (e_r \cos \theta_r) - \omega_r \hat{\psi}_{dr} \end{bmatrix}$$

Donde se puede ver que T_e depende de los flujos $\hat{\psi}_{ds}$, $\hat{\psi}_{qr}$, $\hat{\psi}_{qs}$, $\hat{\psi}_{dr}$,

Se derivan parcialmente las ecuaciones:

ÁNGULO

$$\begin{aligned} \Delta \dot{\theta}_{sr} = & \frac{\partial f_1}{\partial \theta_{sr}} \Delta \theta_{sr} + \frac{\partial f_1}{\partial \hat{\omega}_r} \Delta \hat{\omega}_r + \frac{\partial f_1}{\partial \hat{\psi}_{ds}} \Delta \hat{\psi}_{ds} + \frac{\partial f_1}{\partial \hat{\psi}_{dr}} \Delta \hat{\psi}_{dr} + \frac{\partial f_1}{\partial \hat{\psi}_{qs}} \Delta \hat{\psi}_{qs} \\ & + \frac{\partial f_1}{\partial \hat{\psi}_{qr}} \Delta \hat{\psi}_{qr} \end{aligned} \quad (6.3.43)$$

$$\Delta \dot{\theta}_{sr} = \omega_0 \Delta \hat{\omega}_r \quad (6.3.44)$$

VELOCIDAD

$$\begin{aligned} \Delta \dot{\hat{\omega}}_r = & \frac{\partial f_2}{\partial \theta_{sr}} \Delta \theta_{sr} + \frac{\partial f_2}{\partial \hat{\omega}_r} \Delta \hat{\omega}_r + \frac{\partial f_2}{\partial \hat{\psi}_{ds}} \Delta \hat{\psi}_{ds} + \frac{\partial f_2}{\partial \hat{\psi}_{dr}} \Delta \hat{\psi}_{dr} + \frac{\partial f_2}{\partial \hat{\psi}_{qs}} \Delta \hat{\psi}_{qs} \\ & + \frac{\partial f_2}{\partial \hat{\psi}_{qr}} \Delta \hat{\psi}_{qr} \end{aligned} \quad (6.3.45)$$

$$\begin{aligned} \Delta \dot{\hat{\omega}}_r = & \frac{1}{2H} (\beta \hat{\psi}_{qr}) \Delta \hat{\psi}_{ds} + \frac{1}{2H} (\alpha \hat{\psi}_{qs}) \Delta \hat{\psi}_{dr} + \frac{1}{2H} (\alpha \hat{\psi}_{dr}) \Delta \hat{\psi}_{qs} \\ & + \frac{1}{2H} (\beta \hat{\psi}_{ds}) \Delta \hat{\psi}_{qr} \end{aligned} \quad (6.3.46)$$

Realizando una sustitución por una variable para simplificar el modelo, se obtiene:

$$\Delta \dot{\hat{\omega}}_r = A_1 \Delta \hat{\psi}_{ds} + A_2 \Delta \hat{\psi}_{dr} + A_3 \Delta \hat{\psi}_{qs} + A_4 \Delta \hat{\psi}_{qr} \quad (6.3.47)$$

FLUJO EJE DIRECTO ESTATOR

$$\begin{aligned} \Delta \dot{\hat{\psi}}_{ds} = & \frac{\partial f_3}{\partial \theta_{sr}} \Delta \theta_{sr} + \frac{\partial f_3}{\partial \hat{\omega}_r} \Delta \hat{\omega}_r + \frac{\partial f_3}{\partial \hat{\psi}_{ds}} \Delta \hat{\psi}_{ds} + \frac{\partial f_3}{\partial \hat{\psi}_{dr}} \Delta \hat{\psi}_{dr} + \frac{\partial f_3}{\partial \hat{\psi}_{qs}} \Delta \hat{\psi}_{qs} \\ & + \frac{\partial f_3}{\partial \hat{\psi}_{qr}} \Delta \hat{\psi}_{qr} \end{aligned} \quad (6.3.48)$$

$$\Delta \dot{\hat{\psi}}_{ds} = a \Delta \hat{\psi}_{ds} + b \Delta \hat{\psi}_{dr} + -\omega \Delta \hat{\psi}_{qs} \quad (6.3.49)$$

FLUJO EJE DIRECTO ROTOR

$$\begin{aligned} \Delta \dot{\hat{\psi}}_{dr} = & \frac{\partial f_4}{\partial \theta_{sr}} \Delta \theta_{sr} + \frac{\partial f_4}{\partial \hat{\omega}_r} \Delta \hat{\omega}_r + \frac{\partial f_4}{\partial \hat{\psi}_{ds}} \Delta \hat{\psi}_{ds} + \frac{\partial f_4}{\partial \hat{\psi}_{dr}} \Delta \hat{\psi}_{dr} + \frac{\partial f_4}{\partial \hat{\psi}_{qs}} \Delta \hat{\psi}_{qs} \\ & + \frac{\partial f_4}{\partial \hat{\psi}_{qr}} \Delta \hat{\psi}_{qr} \end{aligned} \quad (6.3.50)$$

$$\Delta \dot{\hat{\psi}}_{dr} = \omega_o e_r \text{Cos}(\theta_r) \Delta \theta_{sr} + c \Delta \hat{\psi}_{ds} + d \Delta \hat{\psi}_{dr} + (-\omega + \omega_r) \Delta \hat{\psi}_{qr} \quad (6.3.51)$$

FLUJO EN CUADRATURA DEL ESTATOR

$$\begin{aligned} \Delta \dot{\hat{\psi}}_{qs} = & \frac{\partial f_5}{\partial \theta_{sr}} \Delta \theta_{sr} + \frac{\partial f_5}{\partial \hat{\omega}_r} \Delta \hat{\omega}_r + \frac{\partial f_5}{\partial \hat{\psi}_{ds}} \Delta \hat{\psi}_{ds} + \frac{\partial f_5}{\partial \hat{\psi}_{dr}} \Delta \hat{\psi}_{dr} + \frac{\partial f_5}{\partial \hat{\psi}_{qs}} \Delta \hat{\psi}_{qs} \\ & + \frac{\partial f_5}{\partial \hat{\psi}_{qr}} \Delta \hat{\psi}_{qr} \end{aligned} \quad (6.3.52)$$

$$\Delta \dot{\hat{\psi}}_{qs} = \omega \Delta \hat{\psi}_{ds} + e \Delta \hat{\psi}_{qs} + f \Delta \hat{\psi}_{qr} \quad (6.3.53)$$

FLUJO EN CUADRATURA DEL ROTOR

$$\begin{aligned} \Delta \dot{\hat{\psi}}_{qr} = & \frac{\partial f_6}{\partial \theta_{sr}} \Delta \theta_{sr} + \frac{\partial f_6}{\partial \hat{\omega}_r} \Delta \hat{\omega}_r + \frac{\partial f_6}{\partial \hat{\psi}_{ds}} \Delta \hat{\psi}_{ds} + \frac{\partial f_6}{\partial \hat{\psi}_{dr}} \Delta \hat{\psi}_{dr} + \frac{\partial f_6}{\partial \hat{\psi}_{qs}} \Delta \hat{\psi}_{qs} \\ & + \frac{\partial f_6}{\partial \hat{\psi}_{qr}} \Delta \hat{\psi}_{qr} \end{aligned} \quad (6.3.54)$$

$$\Delta \dot{\hat{\psi}}_{qr} = -\omega_o e_r \text{Sen}(\theta_r) \Delta \theta_{sr} + (\omega - \omega_r) \Delta \hat{\psi}_{dr} + g \Delta \hat{\psi}_{qs} + h \Delta \hat{\psi}_{qr} \quad (6.3.55)$$

TENSIONES

$$\frac{\partial f_1}{\partial T_m} = \omega_o \Delta T_m \quad (6.3.56)$$

$$\frac{\partial f_3}{\partial e_{ds}} = \omega_o \Delta e_{ds} \quad (6.3.57)$$

$$\frac{\partial f_5}{\partial e_{qs}} = \omega_o \Delta e_{qs} \quad (6.3.58)$$

MODELO LINEAL SEXTO ORDEN

Donde se sustituye:

$$\hat{\omega} = \frac{\omega}{\omega_c} = \frac{\omega_r}{\omega_o} \quad (6.3.59)$$

$$\begin{aligned}
 \begin{bmatrix} \Delta \hat{\omega}_r \\ \Delta \hat{\theta}_{sr} \\ \Delta \hat{\psi}_{ds} \\ \Delta \hat{\psi}_{dr} \\ \Delta \hat{\psi}_{qs} \\ \Delta \hat{\psi}_{qr} \end{bmatrix} &= \begin{bmatrix} 0 & 0 & A_1 & A_2 & A_3 & A_4 \\ \omega_0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & a & b & -\omega & 0 \\ 0 & \omega_o e_r \cos(\theta_r) & c & d & 0 & \omega_r - \omega \\ 0 & 0 & \omega & 0 & e & f \\ 0 & -\omega_o e_r \sin(\theta_r) & 0 & \omega - \omega_r & g & h \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \hat{\omega}_r \\ \Delta \hat{\theta}_{sr} \\ \Delta \hat{\psi}_{ds} \\ \Delta \hat{\psi}_{dr} \\ \Delta \hat{\psi}_{qs} \\ \Delta \hat{\psi}_{qr} \end{bmatrix} \\
 &+ \begin{bmatrix} 0 & 0 & -1/2H \\ 0 & 0 & 0 \\ \omega_0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & \omega_0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta e_{ds} \\ \Delta e_{qs} \\ \Delta T_m \end{bmatrix}
 \end{aligned} \tag{6.3.60}$$

Teniendo como salida posición del rotor.

$$\Delta \theta_{sr} = [0 \quad 1 \quad 0 \quad 0 \quad 0 \quad 0] \begin{bmatrix} \Delta \hat{\omega}_r \\ \Delta \hat{\theta}_{sr} \\ \Delta \hat{\psi}_{ds} \\ \Delta \hat{\psi}_{dr} \\ \Delta \hat{\psi}_{qs} \\ \Delta \hat{\psi}_{qr} \end{bmatrix} \tag{6.3.61}$$

Donde:

$$A_1 = \frac{1}{2H} (\beta \hat{\psi}_{qr}) \tag{6.3.62}$$

$$A_3 = \frac{1}{2H} (\alpha \hat{\psi}_{dr}) \tag{6.3.63}$$

$$A_2 = \frac{1}{2H} (\alpha \hat{\psi}_{qs}) \tag{6.3.64}$$

$$A_4 = \frac{1}{2H} (\beta \hat{\psi}_{ds}) \tag{6.3.65}$$

Modelo de segundo orden lineal con regulador de velocidad

Se tiene el siguiente diagrama de bloques representando al VFT con el modelo de segundo orden agregando el drive de motor de corriente directa y el regulador de velocidad que consta de un control PI, como se observa en el siguiente diagrama:

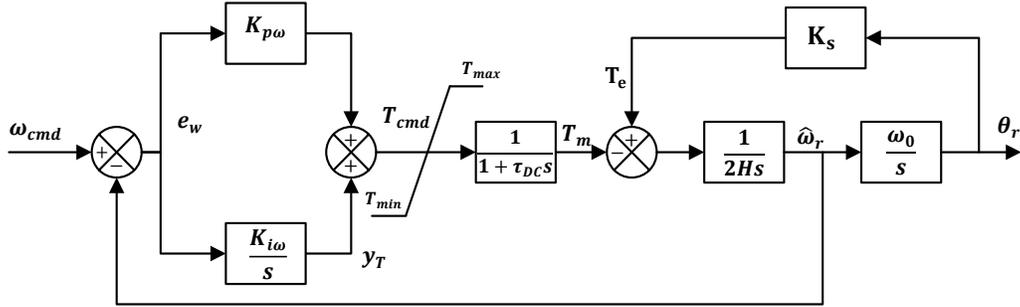


Figura 56. Diagrama de bloques del VFT con regulador de velocidad

Donde:

ω_{cmd} = Comando de velocidad angular
 T_{cmd} = Comando de par mecánico
 τ_{DC} = Constante de tiempo del motor de accionamiento de CD
 $K_{p\omega}$ = Ganancia Proporcional de velocidad
 $K_{i\omega}$ = Ganancia Integral de Velocidad
 ω_0 = Velocidad angular en rad/s a 60 Hz.
 $\Delta\hat{\omega}_r$ = Desviación en la velocidad angular

y_T = Salida del Integrador de velocidad
 T_m = Par mecánico
 K_s = Par eléctrico
 H = Inercia
 S = Operador de Laplace
 $\Delta\theta_{sr}$ = Desviación en el ángulo del rotor

Del diagrama se obtienen por inspección igualando salida con entrada las ecuaciones que son representadas en modelo de estado de la siguiente forma:

$$\begin{bmatrix} \Delta\hat{\omega}_r \\ \Delta\dot{\theta}_r \\ \Delta\dot{y}_T \\ \Delta\dot{T}_m \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & K_s/2H & 0 & -1/2H \\ \omega_0 & 0 & 0 & 0 \\ -K_{i\omega} & 0 & 0 & 0 \\ -K_{p\omega}/\tau_{DC} & 0 & 1/\tau_{DC} & -1/\tau_{DC} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta\hat{\omega}_r \\ \Delta\theta_r \\ \Delta y_T \\ \Delta T_m \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ K_{i\omega} \\ K_{p\omega}/\tau_{DC} \end{bmatrix} [\Delta\omega_{cmd}] \quad (0.1)$$

Donde se tiene como salida la posición del rotor

$$\Delta\theta_{sr} = [0 \quad 1 \quad 0 \quad 0] \begin{bmatrix} \Delta\hat{\omega}_r \\ \Delta\theta_{sr} \\ \Delta y_T \\ \Delta T_m \end{bmatrix} \quad (0.2)$$

Modelo de segundo orden lineal con regulador de velocidad y regulador de potencia

Ahora bien al diagrama de bloques anterior se le ha agregado el regulador de potencia por lo que queda de la siguiente manera:

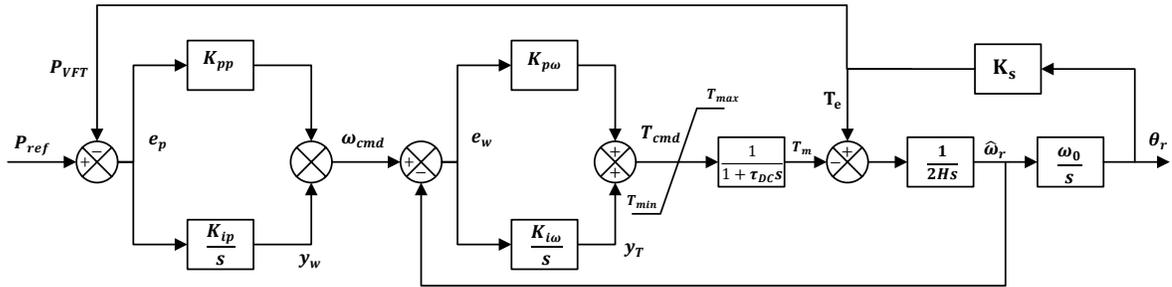


Figura 57. Diagrama con controles del VFT

Donde:

P_{ref} =Potencia de referencia

K_{pp} =Ganancia proporcional del regulador de potencia

P_{VFT} =Potencia del VFT

K_{ip} =Ganancia integral del regulador de potencia

En cada bloque donde se encuentre un operador de Laplace se iguala salida con entrada, de donde se obtienen de igual manera las siguientes ecuaciones:

$$\dot{\hat{\omega}} = \frac{1}{2H} (T_e - T_m) \quad (0.1)$$

$$\dot{\theta}_{sr} = \omega_0 \hat{\omega}_r \quad (0.2)$$

$$\dot{y}_\omega = K_{ip} e_p \quad (0.3)$$

$$\dot{y}_\omega = K_{ip} (P_{ref} - P_{VFT}) \quad (0.4)$$

$$y_T = K_{i\omega} e_\omega \quad (0.5)$$

$$\dot{y}_T = K_{i\omega} \left(\omega_{cmd} - \frac{\omega_r}{\omega_0} \right) \quad (0.6)$$

$$\dot{y}_T = K_{i\omega} \left\{ [(P_{ref} - P_{VFT})K_{pp} + y_\omega] - \frac{\omega_r}{\omega_0} \right\} \quad (0.7)$$

$$T_m = \frac{\left\{ K_{p\omega} \left[[(P_{ref} - P_{VFT})K_{pp} + y_\omega] - \frac{\omega_r}{\omega_0} \right] + y_T \right\} - T_m}{\tau_{DC}} \quad (0.8)$$

En modelo de estado se tiene como:

$$\begin{bmatrix} \dot{\hat{\omega}}_r \\ \dot{\theta}_{sr} \\ \dot{y}_\omega \\ \dot{y}_T \\ \dot{T}_m \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 & -1/2H \\ \omega_0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ -K_{i\omega} & 0 & K_{i\omega} & 0 & 0 \\ -K_{p\omega}/\tau_{DC} & 0 & K_{p\omega}/\tau_{DC} & 1/\tau_{DC} & -1/\tau_{DC} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \hat{\omega}_r \\ \theta_{sr} \\ y_\omega \\ y_T \\ T_m \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ K_{ip} \\ K_{i\omega}K_{pp} \\ K_{p\omega}K_{pp}/\tau_{DC} \end{bmatrix} [P_{ref}] \quad (0.9)$$

$$+ \begin{bmatrix} T_e/2H \\ 0 \\ -K_{ip}P_{VFT} \\ -K_{pp}K_{i\omega}P_{VFT} \\ -K_{pp}K_{p\omega}P_{VFT}/\tau_{DC} \end{bmatrix}$$

Se obtiene el par eléctrico lineal alrededor de la condición de operación inicial

$$\Delta T_e = \frac{\partial T_e}{\partial \theta_{sr}} \Delta \theta_{sr} = -\frac{e_s e_r}{X_{VFT}} \cos(\theta_r) \Delta \theta_{sr} \quad (0.10)$$

Se obtiene las ecuaciones que integran el modelo de (8.1.11), se obtiene el siguiente modelo de estado:

$$\begin{aligned}
 \begin{bmatrix} \Delta \dot{\hat{\omega}}_r \\ \Delta \dot{\hat{\theta}}_r \\ \Delta \dot{y}_\omega \\ \Delta \dot{y}_T \\ \Delta \dot{T}_m \end{bmatrix} &= \begin{bmatrix} 0 & K_s/2H & 0 & 0 & -1/2H \\ \omega_0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & -K_s K_{ip} & 0 & 0 & 0 \\ -K_{i\omega} & -K_s K_{i\omega} K_{pp} & K_{i\omega} & 0 & 0 \\ -K_{p\omega}/\tau_{DC} & -K_s K_{p\omega} K_{pp}/\tau_{DC} & K_{p\omega}/\tau_{DC} & 1/\tau_{DC} & -1/\tau_{DC} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \hat{\omega}_r \\ \Delta \hat{\theta}_r \\ \Delta y_\omega \\ \Delta y_T \\ \Delta T_m \end{bmatrix} \\
 &+ \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ K_{ip} \\ K_{i\omega} K_{pp} \\ K_{p\omega} K_{pp}/\tau_{DC} \end{bmatrix} [\Delta P_{ref}]
 \end{aligned} \tag{0.11}$$

Donde se tiene como salida la posición del rotor

$$\Delta \theta_r = [0 \quad 1 \quad 0 \quad 0 \quad 0] \begin{bmatrix} \Delta \hat{\omega}_r \\ \Delta \hat{\theta}_r \\ \Delta y_\omega \\ \Delta y_T \\ \Delta T_m \end{bmatrix} \tag{0.12}$$

APÉNDICE B

CÓDIGO EN MATLAB® R2014a

Código para análisis modal entre dos nodos constantes

Se presenta el código programada anexando el efecto de un VFT entre la interconexión de dos sistemas eléctricos de potencia. Se toma como base el código PST (Power System Toolbox) realizado en Matlab para estudios de estabilidad y de flujos de potencia.

Se inicia con los datos de entrada de un archivo m, posteriormente se muestra el programa de solución de flujos de potencia utilizando el método de Newton-Raphson en el cual se incluye el modelo de un Transformador Desfasador.

```
DATOS DE ENTRADA SISTEMA DOS ÁREAS CON VFT
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%% Kundur 4-maq Dos áreas con transformador desfasador en flujos
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

% Entrada de datos desde m.file
% Datos de transformador entre dos nodos ctes
% bus data format
% col1 number
% col2 voltage magnitude (pu)
% col3 voltage angle (degree)
% col4 p_gen (pu)
% col5 q_gen (pu),
% col6 p_load (pu)
% col7 q_load (pu)
% col8 G shunt (pu)
% col9 B shunt (pu)
% col10 bus_type
% bus_type - 1, swing bus
%           - 2, generator bus (PV bus)
%           - 3, load bus (PQ bus)
%           - 4, generator bus (PQ bus )
% col11 q_gen_max (pu)
% col12 q_gen_min (pu)
% col13 v_rated (kV)
% col14 v_max pu
% col15 v_min pu

% Datos de transformador entre dos nodos ctes
% 1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15
bus = [...
1 1.03 20.2 7.00 1.85 0.00 0.00 0.00 0.00 1 ;
2 1.03 -6.8 7.19 1.76 0.00 0.00 0.00 0.00 1 ;
3 1.01 10.5 7.00 2.35 0.00 0.00 0.00 0.00 2 ;
4 1.01 -16.9 7.00 2.02 0.00 0.00 0.00 0.00 2 ;
5 1.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 3 ;
6 1.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 3 ;
7 1.00 0.00 0.00 0.00 9.67 1.00 0.00 3.50 3 ; %200
8 1.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 1.00 3 ; %bus izq
9 1.00 0.00 0.00 0.00 13.67 1.00 0.00 3.50 3 ; %350
10 1.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 3 ;
11 1.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 3 ;
12 1.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 1.00 3 ; %bus der
13 1.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 4 ; %nodo fic
];
% 1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15

% line data format
```

```

% line:
%   col1   from bus
%   col2   to bus
%   col3   resistance (pu)
%   col4   reactance (pu)
%   col5   line charging (pu)
%   col6   tap ratio
%   col7   tap phase
%   col8   tapmax
%   col9   tapmin
%   col10  tapsize
%   1     2     3     4     5     6     7     8     9     10
line = [...
1   5   0.0   0.0167  0.00   1.0   0.0   0.0   0.0;
2  11   0.0   0.0167  0.00   1.0   0.0   0.0   0.0;
3   6   0.0   0.0167  0.00   1.0   0.0   0.0   0.0;
4  10   0.0   0.0167  0.00   1.0   0.0   0.0   0.0;
5   6   0.0025  0.025   0.0437  1.0   0.0   0.0   0.0;
6   7   0.001   0.0100  0.0175  1.0   0.0   0.0   0.0;
7   8   0.011   0.110   0.1925  1.0   0.0   0.0   0.0;
7   8   0.011   0.110   0.1925  1.0   0.0   0.0   0.0;
9  12   0.011   0.11   0.1925  1.0   0.0   0.0   0.0;
9  12   0.011   0.11   0.1925  1.0   0.0   0.0   0.0;
9  10   0.001   0.01   0.0175  1.0   0.0   0.0   0.0;
10  11  0.0025  0.025   0.0437  1.0   0.0   0.0   0.0;
12  13  0.011   0.110   0.1925  1.0   0.0   0.0   0.0; %linea der del ficticio
];
%   1     2     3     4     5     6     7     8     9     10

% linea de Datos del Trasfor Defasador
%   col1   from bus
%   col2   to bus
%   col3   resistance (pu)
%   col4   reactance (pu)
%   col5   Tap: Initial value of PS tap (angulo inicial rad)
%   col6   Higher value of PS tap (valor max en rad)
%   col7   Lower value of PS tap (valor min en rad)
%   col8   Controlled bus
%   col9   p_reg Porencia activa regulada (pu)
%   1     2     3     4     5     6     7     8     9
tr_def = [...
8   13   0.0   0.32   0*pi/180   180*pi/180   -180*pi/180   13   0.99;
];

% Machine data format
%   1. machine number,
%   2. bus number,
%   3. base mva,
%   4. leakage reactance x_l(pu),
%   5. resistance r_a(pu),
%   6. d-axis synchronous reactance x_d(pu),
%   7. d-axis transient reactance x'_d(pu),
%   8. d-axis subtransient reactance x''_d(pu),
%   9. d-axis open-circuit time constant T'_do(sec),
%   10. d-axis open-circuit subtransient time constant
%       T''_do(sec),
%   11. q-axis synchronous reactance x_q(pu),
%   12. q-axis transient reactance x'_q(pu),
%   13. q-axis subtransient reactance x''_q(pu),
%   14. q-axis open-circuit time constant T'_qo(sec),
%   15. q-axis open circuit subtransient time constant
%       T''_qo(sec),
%   16. inertia constant H(sec),
%   17. damping coefficient d_o(pu), 17. NADA
%   18. damping coefficient d_l(pu), 18. NADA
%   19. bus number 19. NUM BUS
%
%
% note: all the following machines use sub-transient model
%*****
%*** Modelo 6to orden en las maquinas
%*****
%   1 2 3 4 5 6 7 8 9 10
%   11 12 13 14 15
%   16 17 18 19 20

```

```

mac_con = [ ...

  1 1 900 0.200 0.0025 1.8 0.30 0.25 8.00 0.03...
                                1.7 0.55 0.25 0.4 0.05...
                                6.5 0 0 1;
  2 2 900 0.200 0.0025 1.8 0.30 0.25 8.00 0.03...
                                1.7 0.55 0.25 0.4 0.05...
                                6.5 0 0 2;
  3 11 900 0.200 0.0025 1.8 0.30 0.25 8.00 0.03...
                                1.7 0.55 0.25 0.4 0.05...
                                6.1 0 0 3;
  4 12 900 0.200 0.0025 1.8 0.30 0.25 8.00 0.03...
                                1.7 0.55 0.25 0.4 0.05...
                                6.1 0 0 4];

% Machine data format
% machine: 1. machine30 number
%          2. desde el bus number
%          3. hacia el bus number
%          4. base mva
%          5. resistance r_a(pu)
%          6. reactance x_l(pu)
%          7. inertia constant H(sec)
%          8. damping coefficient kd(pu)
%          1 2 3 4 5 6 7 8
mac_vft = [1 15 17 100 0.15 0.12 26 15];

% Control VFT data format
% machine: 1. machine VFT number
%          2. desde el bus number
%          3. hacia el bus number
%          4. base mva
%          5. Potencia de referencia Pref
%          6. speed set point wf pu
%          7. maximum power order Tmax pu on generator base
%          8. minimo power order Tmin pu on generator base
%          9. servo time constant TDC sec
%          10. Ganancia Kpp
%          11. Ganancia Kip
%          12. Ganancia Kpw
%          13. Ganancia Kiw
%          1 2 3 4 5
%          6 7 8 9 10
%          11 12 13
%vft_con = [1 8 12 100 1.0 ...
%           1.0 1.1 -1.1 0.1 0.051...
%           1.05 0.7 0.0002];

```

DATOS DE SISTEMA ANDERSON CON STAGG Y VFT

```

*****
***** ANDERSON-STAGG CON TD EN FLUJOS
*****

% Entrada de datos desde m.file
% Datos de transformador entre dos nodos ctes
% bus data format
% col1 number
% col2 voltage magnitude(pu)
% col3 voltage angle(degree)
% col4 p_gen(pu)
% col5 q_gen(pu),
% col6 p_load(pu)
% col7 q_load(pu)
% col8 G shunt(pu)
% col9 B shunt(pu)
% col10 bus_type
% bus_type - 1, swing bus
%           - 2, generator bus (PV bus)
%           - 3, load bus (PQ bus)
%           - 4, generator bus (PQ bus )
% col11 q_gen_max(pu)
% col12 q_gen_min(pu)
% col13 v_rated (kV)
% col14 v_max pu
% col15 v_min pu

% Datos de transformador entre dos nodos ctes

```

```

% 1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15
bus = [...
1 1.00 0.00 1.91 1.00 0.00 0.00 0.00 0.00 1 ;
2 1.06 0.00 1.00 1.00 0.00 0.00 0.00 0.00 1 ;
3 1.00 0.00 0.63 1.00 0.00 0.00 0.00 0.00 2 ;
4 1.00 0.00 0.85 1.00 0.00 0.00 0.00 0.00 2 ;
5 1.00 0.00 0.40 0.30 1.20 1.30 0.00 0.00 2 ;
6 1.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 3 ;
7 1.00 0.00 0.00 0.00 1.25 0.50 0.00 0.50 3 ;
8 1.00 0.00 0.00 0.00 1.90 0.30 0.00 0.50 3 ;
9 1.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 3 ;
10 1.00 0.00 0.00 0.00 1.00 1.35 0.00 0.50 3 ;
11 1.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 3 ;
12 1.00 0.00 0.00 0.00 1.45 0.15 0.00 0.00 3 ;
13 1.00 0.00 0.00 0.00 1.40 0.05 0.00 0.00 3 ;
14 1.00 0.00 0.00 0.00 0.60 0.10 0.00 0.00 3 ;
15 1.0 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.25 3 ; %Nodo izq
16 1.0 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.25 3 ; %Nodo der
17 1.0 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 4 ; %Nodo fic
];
% 1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15

% line data format
% line:
% col1 from bus
% col2 to bus
% col3 resistance(pu)
% col4 reactance(pu)
% col5 line charging(pu)
% col6 tap ratio
% col7 tap phase
% col8 tapmax
% col9 tapmin
% col10 tapsize
% 1 2 3 4 5 6 7 8 9 10
line = [...
1 6 0.0 0.0576 0. 1. 0. 0. 0. 0.;
2 5 0.02 0.060 0.06 1. 0. 0. 0. 0.;
2 5 0.02 0.060 0.06 1. 0. 0. 0. 0.;
2 12 0.08 0.24 0.05 1. 0. 0. 0. 0.;
3 9 0.0 0.0625 0. 1. 0. 0. 0. 0.;
4 11 0.0 0.0586 0. 1. 0. 0. 0. 0.;
5 12 0.06 0.18 0.04 1. 0. 0. 0. 0.;
5 13 0.06 0.18 0.04 1. 0. 0. 0. 0.;
5 14 0.04 0.12 0.03 1. 0. 0. 0. 0.;
5 15 0.0 0.1 0.0 1. 0. 0. 0. 0.; %transf izq
6 7 0.01 0.085 0.176 1. 0. 0. 0. 0.;
6 8 0.017 0.092 0.158 1. 0. 0. 0. 0.;
7 9 0.032 0.161 0.306 1. 0. 0. 0. 0.;
7 16 0.0 0.1 0.0 1. 0. 0. 0. 0.; %transf der
8 11 0.039 0.17 0.358 1. 0. 0. 0. 0.;
9 10 0.0085 0.072 0.149 1. 0. 0. 0. 0.;
10 11 0.0119 0.1008 0.209 1. 0. 0. 0. 0.;
12 13 0.01 0.03 0.02 1. 0. 0. 0. 0.;
13 14 0.08 0.24 0.05 1. 0. 0. 0. 0.;
16 17 0.00134 0.012 0.1 1. 0. 0. 0. 0.; %transf defasador
];
% 1 2 3 4 5 6 7 8 9 10

% linea de Datos del Trasfor Defasador
% col1 from bus
% col2 to bus
% col3 resistance(pu)
% col4 reactance(pu)
% col5 Tap: Initial value of PS tap (angulo inicial rad)
% col6 Higher value of PS tap (valor max en rad)
% col7 Lower value of PS tap (valor min en rad)
% col8 Controlled bus
% col9 p_reg Porencia activa regulada (pu)
% 1 2 3 4 5 6 7 8 9
tr_def = [...
15 17 0.0 0.12 0*pi/180 180*pi/180 -180*pi/180 17 0.99;
];

% Machine data format

```

```

% 1. machine number,
% 2. bus number,
% 3. base mva,
% 4. leakage reactance x_l(pu),
% 5. resistance r_a(pu),
% 6. d-axis synchronous reactance x_d(pu),
% 7. d-axis transient reactance x'_d(pu),
% 8. d-axis subtransient reactance x''_d(pu),
% 9. d-axis open-circuit time constant T'_do(sec),
% 10. d-axis open-circuit subtransient time constant
%     T''_do(sec),
% 11. q-axis synchronous reactance x_q(pu),
% 12. q-axis transient reactance x'_q(pu),
% 13. q-axis subtransient reactance x''_q(pu),
% 14. q-axis open-circuit time constant T'_qo(sec),
% 15. q-axis open circuit subtransient time constant
%     T''_qo(sec),
% 16. inertia constant H(sec),
% 17. damping coefficient d_o(pu), 17. NADA
% 18. damping coefficient d_l(pu), 18. NADA
% 19. bus number 19. NUM BUS
%
%
% note: all the following machines use sub-transient model

#####
*** Modelo electromecanico en las maquinas
#####
% 1 2 3 4 5 6 7 8 9 10
% 11 12 13 14 15
% 16 17 18 19 20
mac_con = [ ...
1 2 100 0.2500 0.000 0. 0.1000 0 0 0 0 0 0 0 30.64 0. 0 2; %STAG
2 5 100 1.5000 0.000 0. 0.1000 0 0 0 0 0 0 0 6.4 0. 0 5;
#####
3 1 100 0.0336 0.000 0. 0.0608 0 0 0 0 0 0 0 23.64 0. 0 1; %ANDERSON
4 3 100 0.5210 0.000 0. 0.1198 0 0 0 0 0 0 0 6.4 0. 0 3;
5 4 100 0.0742 0.000 0. 0.1813 0 0 0 0 0 0 0 6.01 0. 0 4;];

% Machine data format
% machine: 1. machine30 number
% 2. desde el bus number
% 3. hacia el bus number
% 4. base mva
% 5. resistance r_a(pu)
% 6. reactance x_l(pu)
% 7. inertia constant H(sec)
% 8. damping coefficient kd(pu)
% 1 2 3 4 5 6 7 8
mac_vft = [1 15 17 100 0.15 0.12 26 15];

% Control VFT data format
% machine: 1. machine VFT number
% 2. desde el bus number
% 3. hacia el bus number
% 4. base mva
% 5. Potencia de referencia Pref
% 6. speed set point wf pu
% 7. maximum power order Tmax pu on generator base
% 8. minimo power order Tmin pu on generator base
% 9. servo time constant TDC sec
% 10. Ganancia Kpp
% 11. Ganancia Kip
% 12. Ganancia Kpw
% 13. Ganancia Kiw
%
% 1 2 3 4 5
% 6 7 8 9 10
% 11 12 13
%vft_con = [1 8 12 100 1.0 ...
% 1.0 1.1 -1.1 0.1 0.051...
% 1.05 0.7 0.0002];

```

Programa para la solución de flujos de potencia por Newton-Raphson

```

SOLUCIÓN DE FLUJOS DE POTENCIA CON NEWTON-RAPHSON
function [bus_sol,line_sol,line_flow,line_TD] = ...
    loadflow_TD(bus,line,tol,iter_max,acc,display,flag)
% *****
global bus_int
global Qg bus_type g_bno PQV_no PQ_no ang_red volt_red
global Q Ql
global gen_chg_idx
global ac_line n_dcl

%variables globales para Transf Def
global tr_def %nline nbus

tt = clock; % start the total time clock
jay = sqrt(-1);
load_bus = 3;
gen_bus = 2;
swing_bus = 1;
if exist('flag') == 0
    flag = 1;
end
lf_flag = 1;
% set solution defaults
if isempty(tol);tol = 1e-9;end
if isempty(iter_max);iter_max = 20;end
if isempty(acc);acc = 1.0; end; % acceleration factor
if isempty(display);display = 'n';end;

if flag < 1 || flag > 2
    error('LOADFLOW: flag not recognized')
end
[nline nlc] = size(line); % number of lines and no of line cols
[nbus ncol] = size(bus); % number of buses and number of col
% set defaults
% bus data defaults

if ncol<15
    % set generator var limits
    if ncol<12
        bus(:,11) = 9999*ones(nbus,1);
        bus(:,12) = -9999*ones(nbus,1);
    end
    if ncol<13;bus(:,13) = ones(nbus,1);end
    bus(:,14) = 1.5*ones(nbus,1);
    bus(:,15) = 0.5*ones(nbus,1);
    volt_min = bus(:,15);
    volt_max = bus(:,14);
else
    volt_min = bus(:,15);
    volt_max = bus(:,14);
end
no_vmin_idx = find(volt_min==0);
if ~isempty(no_vmin_idx)
    volt_min(no_vmin_idx) = 0.5*ones(length(no_vmin_idx),1);
end
no_vmax_idx = find(volt_max==0);
if ~isempty(no_vmax_idx)
    volt_max(no_vmax_idx) = 1.5*ones(length(no_vmax_idx),1);
end
no_mxv = find(bus(:,11)==0);
no_mnv = find(bus(:,12)==0);

if ~isempty(no_mxv);bus(no_mxv,11)=9999*ones(length(no_mxv),1);end
if ~isempty(no_mnv);bus(no_mnv,12) = -9999*ones(length(no_mnv),1);end
no_vrate = find(bus(:,13)==0);
if ~isempty(no_vrate);bus(no_vrate,13) = ones(length(no_vrate),1);end
tap_it = 0;
tap_it_max = 10;
no_taps = 0;
% line data defaults, sets all tap ranges to zero - this fixes taps
if nlc < 10
    line(:,7:10) = zeros(nline,4);
    no_taps = 1;
    % disable tap changing
end
    
```

```

% outer loop for on-load tap changers
mm_chk=1;
while (tap_it<tap_it_max&&mm_chk)
    tap_it = tap_it+1;
    % build admittance matrix Y
    [Y,nSW,nPV,nPQ,SB] = y_sparse(bus,line);
    % process bus data
    bus_no = bus(:,1);
    V = bus(:,2);
    ang = bus(:,3)*pi/180;    %ang en radianes
    Pg = bus(:,4);
    Qg = bus(:,5);
    Pl = bus(:,6);
    Ql = bus(:,7);
    Gb = bus(:,8);
    Bb = bus(:,9);
    bus_type = round(bus(:,10));
    qg_max = bus(:,11);
    qg_min = bus(:,12);
    sw_bno=ones(nbus,1);
    g_bno=sw_bno;
%config de indice para el calculo del jacobiano
% forma num PQV y num PQ
    bus_zeros=zeros(nbus,1);
    swing_index=find(bus_type==1);
    sw_bno(swing_index)=bus_zeros(swing_index);
    PQV_no=find(bus_type >=2);

    if ~isempty (tr_def)
        PQV_no=find(PQV_no >=3)
        loadbus = PQV_no'
        PLOAD = Pl(PQV_no,1)'
        QLOAD = Ql(PQV_no,1)'
        nld = length(PQV_no)
    end

    PQ_no=find(bus_type==3);
    gen_index=find(bus_type==2);
    g_bno(gen_index)=bus_zeros(gen_index);
    %sw_bno es un vector que tiene unos en todos menos en la locacion del bus swing
    %g_bno es un vector que tiene unos en todos menos en el la locacion del bus d carga

    %construye la matriz de sparcidad reduccion de angulo
    il = length(PQV_no);
    ii = (1:1:il)';
    ang_red = sparse(ii,PQV_no,ones(il,1),il,nbus);

    % construye la matriz de esparsidad reduccion de voltaje
    il = length(PQ_no);
    ii = (1:1:il)';
    volt_red = sparse(ii,PQ_no,ones(il,1),il,nbus);

    %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
    %% datos para el TD
    ngen = find(bus_type <=2)
    genbus = ngen'
    PGEN = Pg(ngen,1)'
    QGEN = Qg(ngen,1)'
    ngen = length(ngen)
    VM = bus(:,2)'
    VA = bus(:,3)'*pi/180
    PSsend = tr_def(:,1)'
    PSrec = tr_def(:,2)'
    [nlineTD nlcTD] = size(tr_def)
    NumTD = nlineTD
    Phi = tr_def(:,5)'
    Phimax = tr_def(:,6)'
    Phimin = tr_def(:,7)'
    Rps = tr_def(:,3)'
    Xps = tr_def(:,4)'

    % calcula la potencia red PGEN-PLOAD
    [PNET,QNET] = Pot_red(nbus,ngen,nld,genbus,loadbus,PGEN,QGEN,PLOAD,...
        QLOAD);

    % GENERAL SETTINGS
    conv_flag = 1;
    iter = 0;    % inicializa el conteo de iteraciones
    it = 0;
    st = clock;    % inicia las iteraciones del time clock

```

```

%% inicia proceso de iteraciones para solucion menu Newton Raphson
while (conv_flag == 1 && iter < iter_max)
    iter = iter + 1;
    it = it + 1;
    % calculate the power mismatch and check convergence
    % calcula el desajuste de potencia y revisa convergencia
    if it ~= 1
        V = VM'
        ang = VA'
    end
    [P,Q,conv_flag] = calc(V,ang,Y,Pg,Qg,Pl,Ql,sw_bno,g_bno,tol);

    PCAL = P'
    QCAL = Q'

    % CALCULA POTENCIAS DE LOS TRANSF DEF
    [PCAL,QCAL,psPCAL,psQCAL] = CalculaPot_TD(VM,VA,PCAL,QCAL,...
    PSsend, PSrec,NumTD,Phi,Rps,Xps)

    nmax = nbus*2+NumTD
    bustype = round(bus(:,10))'

    % DESAJUSTES DE POTENCIAS
    [DPQ,DP,DQ,conv_flag] = Desajuste_Pot(nmax, nbus,tol,bustype,conv_flag,PNET,...
    QNET,PCAL,QCAL);

    Bus_rec = tr_def(:,8)'
    psP = tr_def(:,9)'

    % DESAJUSTES DE POTENCIA EN NODO DEL TD
    [DPQ,conv_flag] = Desajuste_Pot_TD( nbus,DPQ,conv_flag,tol,NumTD,PSsend,PSrec,Bus_rec,...
    psP,psPCAL);

    %REVISAR CONVERGENCIA
    if conv_flag == 0
        break %converge y sale del while
    end

    % Forma la Jacobean matrix
    [Jac] = NewRapJac(nmax, nbus,bustype,PCAL,QCAL,VM,VA,Y);
    %Jac=form_jac2(V,ang,Y,ang_red,volt_red);

    % Aumento de fila y columna al Jac
    [Jac] = NewRapJac_TD(nbus,VM,VA, Jac,NumTD,PSsend,PSrec,Phi,...
    Bus_rec,Rps,Xps,psPCAL,psQCAL);

    % resuleve para incrementos de magnitud de voltaje y angulo de fase
    % es lo mismo que Jac^-1*[red_delP; red_delQ]
    temp = Jac\DPQ';

    % actualizacion de magnitud de voltaje y angulo de fase
    % actualiza Magnitud y angulo de los nodos con los incrementos temp
    [VA,VM,Phi] = StateVar(nbus,temp,VA,VM,NumTD,Phi);

    % Revisa que Phi se encuentre dentro de los limites
    [Phi,Bus_rec] = PhiLim(NumTD,Phi,Phimax,Phimin,Bus_rec);
    if Bus_rec == 0;
        disp('Phi del TD se encuentra fuera de limites');
        break
    end

    % check if Qg is outside limits
    gen_index=find(bus_type==2);
    Qg(gen_index) = Q(gen_index) + Ql(gen_index);
    lim_flag = chq_lim(qg_max,qg_min);
    if lim_flag == 1;
        disp('Qg at var limit');
    end
end

if iter == iter_max
    imstr = int2str(iter_max);
    disp(['inner ac load flow failed to converge after ', imstr, ' iterations'])
    tistr = int2str(tap_it);
    disp(['at tap iteration number ' tistr])
else
    disp('iteraciones internas de flujo de carga ')
    disp(iter)
end

```

```

mm_chk = 0;      %Para taps, los cuales son siempre nominal

end

% MEGA WATTS SEND DSDE EL NODO
MW_s = VV(from_int).*conj((VV(from_int) - tps.*VV(to_int)).*y ...
+ VV(from_int).*(jay*chrg/2))./(tps.*conj(tps));
P_s = real(MW_s);      % Potencia activa que envia by from_bus
Q_s = imag(MW_s);      % potencia reactiva sent out by

% MEGA W REC LO QUE RECIBE EL NODO
% from_bus to to_bus
MW_r = VV(to_int).*conj((VV(to_int) ...
- VV(from_int)./tps).*y ...
+ VV(to_int).*(jay*chrg/2));
P_r = real(MW_r);      % active power received by to_bus
Q_r = imag(MW_r);      % reactive power received by

% POTENCIA TRANSFERIDA EN LA LINEA DEL TRANSFORMADOR
[PQsend_TD,PQrec_TD,PQloss_TD] = PQflows_TD(VM,VA,NumTD,PSsend,PSrec,Rps,...
Xps,Phi)
PR_TD = real(PQsend_TD)
PI_TD = imag(PQsend_TD)

% to_bus from from_bus, PARA IMPRIMIR LOS RESULTADOS DE POT
iline = (1:1:nline)';
line_ffrom = [iline from_bus to_bus P_s Q_s];
line_fto = [iline to_bus from_bus P_r Q_r];

% keyboard
Plos = (P_s) + (P_r)
P_loss = sum(P_s) + sum(P_r) ;
Qlos = (Q_s) + (Q_r)
Q_loss = sum(Q_s) + sum(Q_r) ;
bus_sol=[bus_no V ang*180/pi Pg Qg Pl Ql Gb Bb...
bus_type qg_max qg_min bus(:,13) volt_max volt_min];
line_sol = line;
line_flow(1:nline, :) =[iline from_bus to_bus P_s Q_s];
line_flow(1+nline:2*nline,:) = [iline to_bus from_bus P_r Q_r];

line_TD=[PSsend PSrec PR_TD PI_TD Phi*180/pi];

% Give warning of non-convergence
if conv_flag == 1
disp('ac load flow failed to converge')
error('stop')
end

% display results
if display == 'y',
clc
disp('                                LOAD-FLOW STUDY')
disp('                                REPORT OF POWER FLOW CALCULATIONS ')
disp(' ')
disp(date)
fprintf('SWING BUS                : BUS %g \n', SB)
fprintf('NUMBER OF ITERATIONS        : %g \n', iter)
fprintf('SOLUTION TIME                : %g sec.\n',etime(ste,st))
fprintf('TOTAL TIME                   : %g sec.\n',etime(clock,tt))
fprintf('TOTAL REAL POWER LOSSES      : %g.\n',P_loss)
fprintf('TOTAL REACTIVE POWER LOSSES : %g.\n\n',Q_loss)

if conv_flag == 0,
disp('                                GENERATION          LOAD')
disp('                                BUS          VOLTS          ANGLE          REAL          REACTIVE          REAL          REACTIVE
')
disp(bus_sol(:,1:7))

disp('                                LINE FLOWS          ')
disp('                                LINE          FROM BUS          TO BUS          REAL          REACTIVE          ')
disp(line_ffrom)
disp(line_fto)

disp('                                Angulo final de Transformadores defasadores          ')
disp('                                FROM BUS          TO BUS          REAL          REACTIVE          PHI (ANG)          ')
disp(line_TD)
end
end

```

```
end; %

if iter > iter_max,
    disp('Note: Solution did not converge in %g iterations.\n', iter_max)
    lf_flag = 0
end

return
```

Funciones usadas en solución de flujos de potencia

```
function [P,Q,conv_flag] = ...
    calc(V,ang,Y,Pg,Qg,Pl,Ql,sw_bno,g_bno,tol)
% Syntax: [delP,delQ,P,Q,conv_flag] =
%         calc(V,ang,Y,Pg,Qg,Pl,Ql,sw_bno,g_bno,tol)

jay = sqrt(-1);
% voltage en coordenadas rectangulares
V_rect = V.*exp(jay*ang);
% bus inyeccion de corriente
cur_inj = Y*V_rect;
% potencia salida basada en voltajes
S = V_rect.*conj(cur_inj);
P = real(S); Q = imag(S);
delP = Pg - Pl - P; %esto es el incremento delta
delQ = Qg - Ql - Q;

% salidas de desajuste cero en el bus swing y en el bus de generacion
delP=delP.*sw_bno;
delQ=delQ.*sw_bno;
delQ=delQ.*g_bno;
% desajuste total
%[pmis,ip]=max(abs(delP)); %obtiene valor maximo y lugar de este
%[qmis,iq]=max(abs(delQ));
% mism = pmis+qmis; % obtiene la tolerancia

%if mism > tol,
    conv_flag = 1; % 1, no converge aun
% else
%     conv_flag = 0; % 0, converge
%end

return
```

```
function [PCAL,QCAL,psPCAL,psQCAL] = CalculaPot_TD(VM,VA,PCAL,...
    QCAL, PSsend,PSrec,NumTD,Phi,Rps,Xps)

for ii = 1: NumTD
    % Calcula admitancia del TD
    denom = Rps(ii)^2+Xps(ii)^2;
    YR = Rps(ii)/denom;
    YI = - Xps(ii)/denom;

    % Calcula potencia en los nodos del TD
    for nn = 1: 2
        kk = (ii-1)*2+nn;
        A1=VA(PSsend(ii))-VA(PSrec(ii))-Phi(ii);
        psPCAL(kk) = (VM(PSsend(ii))^2)*YR - VM(PSsend(ii))*VM(PSrec(ii))...
            * (YR*cos(A1)+YI*sin(A1));
        psQCAL(kk) = -(VM(PSsend(ii))^2)*YI - VM(PSsend(ii))*VM(PSrec(ii))...
            * (YR*sin(A1)-YI*cos(A1));

        % Update calculated powers PCAL and QCAL
        PCAL(PSsend(ii)) = PCAL(PSsend(ii)) + psPCAL(kk);
        QCAL(PSsend(ii)) = QCAL(PSsend(ii)) + psQCAL(kk);
        send = PSsend(ii);
        PSsend(ii) = PSrec(ii);
        PSrec(ii) = send;
        Phi(ii)=-Phi(ii);
    end
end
```

```
%Funcion para calcular los desajustes de potencia
function [DPQ,DP,DQ,conv_flag] = Desajuste_Pot(nmax, nbus,tol,bustype,...
    conv_flag,PNET,QNET,PCAL,QCAL);

% POWER MISMATCHES
DPQ = zeros(1,nmax);
DP = zeros(1, nbus);
DQ = zeros(1, nbus);
DP = PNET - PCAL;
```

```

DQ = QNET - QCAL;
for ii = 1: nbus
    if (bustype(ii) == 1 )
        DP(ii) = 0;
        DQ(ii) = 0;
    elseif (bustype(ii) == 2 )
        DQ(ii) = 0;
    end
end

% Re-arrange mismatch entries
kk = 1;
for ii = 1: nbus
    DPQ(kk) = DP(ii);
    DPQ(kk+1) = DQ(ii);
    kk = kk + 2;
end

% Check for convergence
for ii = 1: nbus*2
    if ( abs(DPQ) < tol)
        conv_flag = 0;           % 0, converge
    end
end
% 1, no converge aun
%End function PowerMismatches

function [DPQ,conv_flag] = Desajuste_Pot_TD( nbus,DPQ,conv_flag,tol,NumTD,PSsend,...
PSrec,Bus_rec,psP,psPCAL);

ll = 1;
for ii = 1: NumTD
    if (PSsend(ii) == Bus_rec(ii))
        DPQ(ii+2* nbus) = -psP(ii) - psPCAL(ii);
    elseif (PSrec(ii) == Bus_rec(ii))
        DPQ(ii+2* nbus) = psP(ii) + psPCAL(ll+1);
    end
    if (Bus_rec(ii) == 0)
        DPQ(ii+2* nbus) = 0;
    end
    ll = ll + 2;
end

% Check for convergence
if (conv_flag == 1)
    for ll = 2* nbus+1 : 2* nbus + NumTD
        if (abs(DPQ) < tol)
            conv_flag = 0;   % 0, converge
        else
            conv_flag = 1;   % 1, no converge aun
        end
    end
end

function [Jac] = NewRapJac_TD( nbus,VM,VA, Jac,NumTD,PSsend,...
PSrec,Phi,Bus_rec,Rps,Xps,psPCAL,psQCAL)

% PS JACOBIAN MODIFICACION
for ii = 1: NumTD
    nn = (ii-1)*2+1;
    pp = 2* nbus+ii;

    % Calculate PS admittances
    denom = Rps(ii)^2+Xps(ii)^2;
    YR = Rps(ii)/denom;
    YI = -Xps(ii)/denom;

    % Calculate PS Jacobian entries
    % Calcula las potencias de los nodos del TD, a base de las corrientes
    for kkl = 1: 2
        kk = 2*PSsend(ii)-1;
        mm = 2*PSrec(ii)-1;
        nn = (ii-1)*2+kkl;
        JKK(1,1) = -(VM(PSsend(ii))^2)*YI;
        JKK(1,2) = (VM(PSsend(ii))^2)*YR;
        JKK(2,1) = -(VM(PSsend(ii))^2)*YR;
        JKK(2,2) = -(VM(PSsend(ii))^2)*YI;

        JKM(1,1) = psQCAL(nn) + (VM(PSsend(ii))^2)*YI;
        JKM(1,2) = psPCAL(nn) - (VM(PSsend(ii))^2)*YR;
        JKM(2,1) = -psPCAL(nn) + (VM(PSsend(ii))^2)*YR;
        JKM(2,2) = psQCAL(nn) + (VM(PSsend(ii))^2)*YI;
    end
end

```

```

    % Add PS contribution to system JAC
    Jac(kk:kk+1, kk:kk+1) = Jac(kk:kk+1, kk:kk+1) + JKK;
    Jac(kk:kk+1, mm:mm+1) = Jac(kk:kk+1, mm:mm+1) + JKM;
    send = PSsend(ii);
    PSsend(ii) = PSrec(ii);
    PSrec(ii) = send;
end

kk = 2*PSsend(ii)-1;
mm = 2*PSrec(ii)-1;
nn = (ii-1)*2+1;
% obtiene potencias nodo izq a fic, fic a izq.
% obtiene potencias nodo der a fic, fic a der
% obtiene pot del nodo ficticio
% no hace parciales solo suma las potencias calculadas a base de
% corrientes
JKE(1) = psQCAL(nn) + (VM(PSsend(ii))^2)*YI;
JKE(2) = -psPCAL(nn) + (VM(PSsend(ii))^2)*YR;
JEK(1) = -psQCAL(nn) - (VM(PSsend(ii))^2)*YI;
JEK(2) = psPCAL(nn) + (VM(PSsend(ii))^2)*YR;
JME(1) = -psQCAL(nn+1) - (VM(PSrec(ii))^2)*YI;
JME(2) = psPCAL(nn+1) - (VM(PSrec(ii))^2)*YR;
JEM(1) = psQCAL(nn) + (VM(PSsend(ii))^2)*YI;
JEM(2) = psPCAL(nn) - (VM(PSsend(ii))^2)*YR;
JE(1) = psQCAL(nn) + (VM(PSsend(ii))^2)*YI;
% agrega al jacobiano los resultados de las potencias anteriores
if (Bus_rec(ii) ~= 0)
    Jac(kk:kk+1, pp) = Jac(kk:kk+1, pp) + JKE';
    Jac(mm:mm+1, pp) = Jac(mm:mm+1, pp) + JME';
    Jac(pp, kk:kk+1) = Jac(pp, kk:kk+1) + JEK;
    Jac(pp, mm:mm+1) = Jac(pp, mm:mm+1) + JEM;
    Jac(pp, pp) = Jac(pp, pp) + JE(1);
else
    Jac(1:pp, pp) = zeros;
    Jac(pp, 1:pp) = zeros;
    Jac(pp, pp) = 1;
end
end
end

```

```

function[PQsend_TD, PQrec_TD, PQloss_TD] = PQflows_TD(VM, VA, NumTD, PSsend, ...
PSrec, Rps, Xps, Phi)
%
PQsend_TD = zeros(1, NumTD);
PQrec_TD = zeros(1, NumTD);
% Calcula active y reactiva potencia en las terminals del
% Phase shifter transformers
for ii = 1: NumTD
    Vsend = (VM(PSsend(ii))*cos(VA(PSsend(ii))) + ...
    VM(PSsend(ii))*sin(VA(PSsend(ii)))*i);
    Vrec = (VM(PSrec(ii))*cos(VA(PSrec(ii))) + ...
    VM(PSrec(ii))*sin(VA(PSrec(ii)))*i);
    Zself = (Rps(ii) + Xps(ii)*i);
    Ymutual = -(cos(Phi(ii)) + sin(Phi(ii))*i)/Zself;
    current = Vsend/Zself + Vrec*Ymutual;
    PQsend_TD(ii) = Vsend*conj(current);
    Ymutual = -(cos(Phi(ii)) - sin(Phi(ii))*i)/Zself;
    current = Vsend*Ymutual + Vrec/Zself;
    PQrec_TD(ii) = Vrec*conj(current);
    PQloss_TD(ii) = PQsend_TD(ii) + PQrec_TD(ii);
end

```

```

%Funcion que actualiza las tensiones de los nodos
function [VA, VM, Phi] = StateVar(nbus, D, VA, VM, NumTD, Phi)
iii = 1;

for ii = 1: nbus
    VA(ii) = VA(ii) + D(iii);
    VM(ii) = VM(ii) + D(iii+1)*VM(ii);
    iii = iii + 2;
end

for ii = 1: NumTD
    Phi(ii) = Phi(ii) + D(ii+ nbus*2);
end

```

```

%Funcion que actualiza las tensiones de los nodos
function [VA, VM, Phi] = StateVar(nbus, D, VA, VM, NumTD, Phi)
iii = 1;

```

```

for ii = 1: nbus
    VA(ii) = VA(ii) + D(iii);
    VM(ii) = VM(ii) + D(iii+1)*VM(ii);
    iii = iii + 2;
end

for ii = 1: NumTD
    Phi(ii) = Phi(ii) + D(ii+ nbus*2);
end

```

Código para estabilidad de pequeñas señales con adaptación de modelo del VFT.

Funciones realizadas para describir el funcionamiento del VFT

```

function [f] = mac_em_vft8(i,k,bus,flag)
% Syntax: [f] = mac_em(i,k,bus,flag)
%
% Purpose: modelo del generador electromecánico con
%          state variables are: mac_ang, mac_spd
%
% Input: i - generator number
%        - 0 for vectorized computation
%        k - integer time
%        bus - solved loadflow bus data
%        flag - 0 - initialization
%              1 - network interface computation
%              2 - generator dynamics computation and state
%                state matrix building
%
% Variables que provienen del TD
global line_TD

% system variables para el vft
global basmva basrad syn_ref mach_ref sys_freq line_flw line
global psi_re_vft psi_im_vft bus_int cur_re_vft cur_im_vft

% variable de la vft
global mac_vft mac_pot_vft
global mac_ang_vft mac_spd_vft eqprime2 edprime2
global curd2 curq2 curdg2 curqg2 fldcur2
global psidpp2 psiqpp2 vex2 eterm_vft theta_vft ed_vft eq_vft
global pmech_vft pelect_vft qelect_vft
global dmacvft_ang dmacvft_spd deqprimevft dedprimevft
global n_mac_vft n_vft mac_em_vftdx
global pm_sig_vft

global bus_v busizq busder
global eterm_izq_vft eterm_der_vft theta_izq_vft theta_der_vft
global ere_stator_vft eimag_stator_vft ere_rotor_vft eimag_rotor_vft parelect_vft

f = 0;
if mac_em_vftdx ~=0
    jay = sqrt(-1);

    if flag == 0 % initialization
        disp('activa mac_vft flag=0 ')

        if i~=0
            disp(' ')
            disp('revisa modelo em')
            % non-vector calculation
            % check for em model
            em = find(mac_em_vftdx==i)
            if ~isempty(em)

                end
            else
                disp(' ')
                disp('asigna valores al modelo de vft')
                % vectorized computation
                busizq = bus_int(mac_em_vftdx,2); % numero del bus izquierdo
                busder = bus_int(mac_em_vftdx,3); % numero del bus derecho

                mac_pot_vft(mac_em_vftdx,1) = basmva*ones(mac_em_vftdx,1)./mac_vft(mac_em_vftdx,4);

```

```

        % scaled MVA base
        mac_pot_vft(mac_em_vftdx,2) = 1.0*ones(mac_em_vftdx,1); % base kv
        % extract bus information
        eterm_izq_vft(mac_em_vftdx,1) = bus(busizq,2); % terminal bus voltage
        eterm_der_vft(mac_em_vftdx,1) = bus(busder,2); % terminal bus voltage

        theta_izq_vft(busizq,1) = bus(busizq,3)*pi/180 ; % terminal bus angle in radians
        theta_der_vft(busder,1) = bus(busder,3)*pi/180 ;

        % obtiene pelect a partir de solucion de flujos
        pelect_vft(mac_em_vftdx,1) = line_TD(mac_em_vftdx,3).*mac_vft(mac_em_vftdx,22);
        % electrical output power, active
        qelect_vft(mac_em_vftdx,1) = line_TD(mac_em_vftdx,5).*mac_vft(mac_em_vftdx,23);
        % electrical output power, reactive

        mac_ang_vft(mac_em_vftdx,1) = (line_TD(mac_em_vftdx,5))*pi/180; %
        angulo jalado de transf desfasador
        % machine angle (delta)
        if mac_ang_vft(mac_em_vftdx,1) < 0
            mac_ang_vft(mac_em_vftdx,1) = abs (mac_ang_vft(mac_em_vftdx,1));
        end

        mac_spd_vft(mac_em_vftdx,1) = ones(mac_em_vftdx,1);
        % machine speed at steady state

        ere_stator_vft(mac_em_vftdx,1) = eterm_izq_vft(mac_em_vftdx,1) ;
        ere_rotor_vft(mac_em_vftdx,1) = eterm_der_vft(mac_em_vftdx,1);

        parelect_vft(mac_em_vftdx,k) = ( eterm_izq_vft(mac_em_vftdx,k).*eterm_der_vft(mac_em_vftdx,k)
        ./ (mac_vft(mac_em_vftdx,6)))...
        .*sin(-mac_ang_vft(mac_em_vftdx,k));

        pmech_vft(mac_em_vftdx,1) = pelect_vft(mac_em_vftdx,1).*mac_pot_vft(mac_em_vftdx,1) ;
        %pmech_vft(mac_em_vftdx,1)= 0.0
        %potencia mecanica entrada igual a la potencia electrica de salida
        %las perdidasson cero en modelo em
    end
    %end initialization
end

if flag == 1 % network interface computation
    disp(' ')
    disp(' ')
    disp('activa mac_vft con flag=1')
    i;

if i ~= 0
    % check for em machine
    em = find(mac_em_vftdx==i);
    if ~isempty(em)
        mac_ang_vft(i,k) = mac_ang_vft(i,k) - mach_ref(k);
        % wrt machine reference
    end
else
    k;
    disp(' vectorized computation ')
    % vectorized computation
    mac_ang_vft(mac_em_vftdx,k) = mac_ang_vft(mac_em_vftdx,k)-mach_ref(k);
    % wrt machine reference
    %parelect_vft(mac_em_vftdx,k) =
    ((eterm_izq_vft(mac_em_vftdx,k).*eterm_der_vft(mac_em_vftdx,k) ./ (mac_vft(mac_em_vftdx,6)))...
    % *(sin(mac_ang_vft(mac_em_vftdx,k))));
    end

    % end interface
end

if flag == 2 % generator dynamics calculation
    disp('activa mac_vft con flag=2')
    if i ~= 0
        % check for em machine
    else
        disp(' vectorized computation flag == 2 ')
        % vectorized computation
        eterm_izq_vft(mac_em_vftdx,k) = bus(busizq,2) ; % terminal bus voltage
        eterm_der_vft(mac_em_vftdx,k) = bus(busder,2) ; % terminal bus voltage
    end
end

```

```

parelect_vft(mac_em_vftdx,k) = ( (eterm_izq_vft(mac_em_vftdx,k).*eterm_der_vft(mac_em_vftdx,k)
./ (mac_vft(mac_em_vftdx,6)))...
.*sin(-mac_ang_vft(mac_em_vftdx,k)));
% Par electrical output

%parelect_vft(mac_em_vftdx,k) = ( (eterm_izq_vft(mac_em_vftdx,k).*eterm_der_vft(mac_em_vftdx,k)
./ (mac_vft(mac_em_vftdx,6)))...
% .*[sin(mac_ang_vft(mac_em_vftdx,k))*cos(0.001) +
cos(mac_ang_vft(mac_em_vftdx,k))*sin(0.001)];
% Par electrical output

%pelect_vft(mac_em_vftdx,k) = bus(busizq,4).*mac_vft(mac_em_vftdx,22);
%qelect_vft(mac_em_vftdx,k) = bus(busizq,5).*mac_vft(mac_em_vftdx,23);
% electrical output power, reactive
Kd_amort(mac_em_vftdx,k)=mac_vft(mac_em_vftdx,8) ;

A1(mac_em_vftdx,k) = parelect_vft(mac_em_vftdx,k)./parelect_vft(mac_em_vftdx,1);
A2(mac_em_vftdx,k) = mac_spd_vft(mac_em_vftdx,k)./mac_spd_vft(mac_em_vftdx,1);

if A2(mac_em_vftdx,k) == 1
    spd_vft(mac_em_vftdx,k) = 0;
else
    spd_vft(mac_em_vftdx,k) = mac_spd_vft(mac_em_vftdx,1);
    mac_pot_vft(mac_em_vftdx,k) = 0.0;
end

if A2(mac_em_vftdx,k) == 1 && A1(mac_em_vftdx,k)==1
    mac_pot_vft(mac_em_vftdx,k)=0.0;
end

dmacvft_ang(mac_em_vftdx,k) = basrad.*spd_vft(mac_em_vftdx,k)

dmacvft_spd(mac_em_vftdx,k) = ( -pmech_vft(mac_em_vftdx,k).* mac_pot_vft(mac_em_vftdx,k)...
+ parelect_vft(mac_em_vftdx,k) .* mac_pot_vft(mac_em_vftdx,k)...
- Kd_amort(mac_em_vftdx,k) .* spd_vft(mac_em_vftdx,k) )...
./ (2*mac_vft(mac_em_vftdx,7))

if Kd_amort(mac_em_vftdx,k) < 0.01 && dmacvft_ang(mac_em_vftdx,k) > 0
    dmacvft_spd(mac_em_vftdx,k)= 0.0;
end

end
end
end

```

```

%%% Formas indices para los modelos de máquinas que permiten el cálculo vectorial
function f = mac_varfrec8
% Syntax f = mac_vft
% Purpose: Forms indexes for the machine models to allow vector computation
% with different generator types
% f is a dummy variable

f=0;
global mac_pot_vft mac_vft vft_int
global n_mac_vft mac_em_vftdx

% insert the default values of the %percentage p and q
[n_mac_vft, n_par] = size(mac_vft);
mac_pot_vft = zeros(n_mac_vft,15);

if n_par < 22 % porque es el numero de la matriz
    mac_vft(:,22:23) = ones(n_mac_vft,2);
end
pqpc_idx = find(mac_vft(:,22)==0 & mac_vft(:,23)==0);
if ~isempty(pqpc_idx)
    mac_vft(pqpc_idx,22:23)=ones(length(pqpc_idx),2);
end

% configuracion de la lista interna de la maquina
macvftmax = max(mac_vft(:,1));
vft_int = zeros(macvftmax,1);
vft_int(round(mac_vft(:,1))) = 1:n_mac_vft;

%define el numero de maquinas electromecanicas usadas para vft
mac_em_vftdx = length(mac_vft(:,1));
end

```

```

% Maquina VFT
n_mac_vft_states = 0;
if n_mac_vft~=0
    state_vft(1:n_mac_vft) = 2*ones(n_mac_vft,1);
    n_mac_vft_states = sum(state_vft);
    state(n_mac+1:ngm) = 2*ones(n_mac_vft,1);
end

% Regulador de potencia
if ~isempty(vft_con)
    k_rp = find(vft_int(mac_rp_vft));
    if ~isempty(k_rp)
        state(n_mac+1:ngm) = 2*ones(n_mac_vft,1) + 3;
        rp_state = 1
    end
end
end
end

```

```

%perturbation control file

% step 3: perform 0.1% perturbation on each state in turn
vr_input = 0;
pr_input = 0;
c_state = 0;
p_ratio = 1e-3;
rp_input = 0;

for k = 1:n_mac
    not_ib = 1;

    if ~isempty(mac_ib_idx);
        ib_chk = find(mac_ib_idx==k);
        if ~isempty(ib_chk);not_ib = 0;end
    end

    if not_ib==1
        j = 1;
        disp(' ')
        disp('disturb generator')
        pert = p_ratio*abs(mac_ang(k,1));
        pert = max(pert,p_ratio);
        mac_ang(k,2) = mac_ang(k,1) + pert;
        disp('p_file1 ')
        p_file1
        st_name(k,j) = 1;
        % m file of perturbations

        j = j+1;
        pert = p_ratio*abs(mac_spd(k,1)) ;
        pert = max(pert,p_ratio);
        mac_spd(k,2) = mac_spd(k,1) + pert;
        disp('p_file1 ')
        p_file1
        st_name(k,j) = 2;
        % m file of perturbations

        k_tra = 0;
        k_sub = 0;

        if ~isempty(mac_tra_idx)
            k_idx = find(mac_tra_idx==k);
            if ~isempty(k_idx);k_tra = 1;end
        end
        if ~isempty(mac_sub_idx)
            k_idx = find(mac_sub_idx==k);
            if ~isempty(k_idx);k_sub=1;end
        end
        if k_tra==1|k_sub==1
            j=j+1;
            pert = p_ratio*abs(eqprime(k,1));
            pert = max(pert,p_ratio);
            eqprime(k,2) = eqprime(k,1) + pert;
            p_file1 % m file of perturbations
            st_name(k,j) = 3;

            end
            if k_sub==1
                j=j+1;
                pert = p_ratio*abs(psikd(k,1));
                pert = max(pert,p_ratio);
                psikd(k,2) = psikd(k,1) + pert;
                p_file1 % m file of perturbations
                st_name(k,j) = 4;
            end
        end
    end
end

```

```

        end
    end

    c_state = 0;
end
end

% Disturbio en los estados del VFT
if n_vft~=0
    disp(' ')
    disp('Disturbios en los estados del VFT')
    for k = n_mac+1:ngm
        k ;
        j=1;
        k_vft = k - n_mac;
        pert = p_ratio*abs(mac_ang_vft(k_vft,1));
        pert = max(pert,p_ratio);
        mac_ang_vft(k_vft,2) = mac_ang_vft(k_vft,1) + pert
        p_file2 % m file of perturbations
        st_name(k,j) = 1

        j=j+1;
        pert = p_ratio*abs(mac_spd_vft(k_vft,1)) ;
        pert = max(pert,p_ratio);
        mac_spd_vft(k_vft,2) = mac_spd_vft(k_vft,1) + pert
        p_file2 % m file of perturbations
        st_name(k,j) = 2

% Regulador de potencia
if ~isempty(n_rp)
    k_rp = find(mac_rp_vft==k_vft);

    if ~isempty(k_rp)
        disp('Disturbio en regulador de potencia')
        reg = rp_idx(k_rp);
        j=j+1;
        pert = 0.001*abs(YW(reg,1));
        pert = max(pert,0.001);
        YW(reg,2) = YW(reg,1) + pert;
        p_file2 % m file of perturbations
        st_name(k,j) = 13;

        j = j + 1;
        pert = 0.001*abs(YT(reg,1));
        pert = max(pert,0.001);
        YT(reg,2) = YT(reg,1) + pert;
        p_file2 % m file of perturbations
        st_name(k,j)=14;

        j=j+1;
        pert = 0.001*abs(TM(reg,1));
        pert = max(pert,0.001);
        TM(reg,2) = TM(reg,1) + pert;
        p_file2 % m file of perturbations
        st_name(k,j) = 15;
    end
end

% disturb the input variables
if n_rp ~=0
    c_state = 9;
    rp_number = find(mac_rp_vft == k_vft);

    if ~isempty(rp_number)
        disp('Disturb P_ref')
        rp_input = rp_input + 1;
        pert = p_ratio*abs(P_ref(rp_number,1)); %puede ser tambn ep, el error
        pert = max(pert,p_ratio);
        nominal = P_ref(rp_number,1);
        P_ref(rp_number,2) = P_ref(rp_number,1) + pert;
        p_file2
        P_ref(rp_number,2) = nominal;
    end
end

end
c_state = 0;
end
end

```

```

% Calcula las razones de cambio
flag = 2;
mac_em(0,2,bus,flag);
mac_tra(0,2,bus,flag);
mac_sub(0,2,bus,flag);
mac_ind(0,2,bus,flag);
mac_igen(0,2,bus,flag);

if n_mac_vft~=0
    n_vft=n_mac_vft;
    mac_em_vft8(0,2,bus,flag);
    telect_vft(:,2) = pelect_vft(:,2).*mac_pot_vft(:,1);

    if ~isempty(vft_con)
        rp8(0,2,bus,flag);
    end
end

telect(:,2) = pelect(:,2).*mac_pot(:,1)+mac_con(:,5).*cur_mag(:,2).*cur_mag(:,2);

% form state matrix
% form vector of d states
d_vector = zeros(max_state,1);
mac_state = 6*n_mac;
exc_state = mac_state+5*n_exc;
pss_state = exc_state + 3*n_pss;
dpw_state = pss_state + 6*n_dpw;
vft_state = dpw_state + 5*n_vft

d_vector(1:n_mac) = dmac_ang(:,2);
d_vector(n_mac+1:2*n_mac) = dmac_spd(:,2);
d_vector(2*n_mac+1:3*n_mac) = deqprime(:,2);
d_vector(3*n_mac+1:4*n_mac) = dpsikd(:,2);
d_vector(4*n_mac+1:5*n_mac) = dedprime(:,2);
d_vector(5*n_mac+1:6*n_mac) = dpsikq(:,2);

if n_vft~=0
    vft_start = dpw_state+5*(n_tg+n_tgh)+3*n_mot+3*n_ig + 2*n_svc +n_tcsc+ n_lmod+n_rlmod+5*n_conv;
    d_vector(vft_start+1:vft_start+n_vft) = dmacvft_ang(:,2);
    d_vector(vft_start+n_vft+1:vft_start+2*n_vft) = dmacvft_spd(:,2);
end

if n_rp~=0
    rp_vft_start = dpw_state+5*(n_tg+n_tgh)+3*n_mot+3*n_ig + 2*n_svc +n_tcsc+
    n_lmod+n_rlmod+5*n_conv+2*n_vft
    d_vector(rp_vft_start+1:rp_vft_start+n_rp) = dYW(:,2);
    d_vector(rp_vft_start+ n_rp+1:rp_vft_start+2*n_rp) = dYT(:,2);
    d_vector(rp_vft_start+2*n_rp+1:rp_vft_start+3*n_rp) = dTM(:,2);
end

% form state matrix
if c_state == 0

    if k==1
        j_state = j;
    else
        j_state = j + sum(state(1:k-1));
    end

    if n_ib~=0
        k_nib_idx = find(not_ib_idx==k);
    else
        k_nib_idx = k;
    end

    if j == 2;
        if ~isempty(k_nib_idx)
            c_spd(k_nib_idx,j_state) = 1;
        end
    end
    a_mat(:,j_state) = p_mat*d_vector/pert

% form output matrices
if n_vft~=0
    numgen_numvft = (1:n_mac+n_vft)';
    for ii = 1:n_vft
        pelect_ambos = pelect;
        pelect_ambos (length(not_ib_idx)+ii,1) = pelect_vft(ii,1);
    end
end

```

```

    plect_ambos (length(not_ib_idx)+ii,2) = plect_vft(ii,2) ;

    mac_pot_ambos = mac_pot;
    mac_pot_ambos (length(not_ib_idx)+ii,1) = mac_pot_vft(ii,1);
    mac_pot_ambos (length(not_ib_idx)+ii,2) = mac_pot_vft(ii,2);

    telect_ambos = telect;
    telect_ambos (length(not_ib_idx)+ii,1) = telect_vft(ii,1);
    telect_ambos (length(not_ib_idx)+ii,2) = telect_vft(ii,2);

    pmech_ambos = pmech;
    pmech_ambos (length(not_ib_idx)+ii,1) = pmech_vft(ii,1);
    pmech_ambos (length(not_ib_idx)+ii,2) = pmech_vft(ii,2);
end
c_p(numgen_numvft,j_state) = (plect_ambos(numgen_numvft,2)-plect_ambos(numgen_numvft,1))...
    .*mac_pot_ambos(numgen_numvft,1)/pert ;
c_t(numgen_numvft,j_state) = (telect_ambos(numgen_numvft,2)-telect_ambos(numgen_numvft,1))/pert;
c_pm(numgen_numvft,j_state) = (pmech_ambos(numgen_numvft,2)-pmech_ambos(numgen_numvft,1))/pert;
c_v(:,j_state) = (abs(v(:,2)) -abs(v(:,1)))/pert;
c_ang(:,j_state) = (theta(:,2) - theta(:,1))/pert;

else
    c_p(not_ib_idx,j_state) = (plect(not_ib_idx,2)-plect(not_ib_idx,1))...
        .*mac_pot(not_ib_idx,1)/pert;
    c_t(not_ib_idx,j_state) = (telect(not_ib_idx,2)-telect(not_ib_idx,1))/pert;
    c_pm(not_ib_idx,j_state) = (pmech(not_ib_idx,2)-pmech(not_ib_idx,1))/pert;
    c_v(:,j_state) = (abs(v(:,2)) -abs(v(:,1)))/pert;
    c_ang(:,j_state) = (theta(:,2) - theta(:,1))/pert;
end

%reset states to initial values
eterm(:,2) = eterm(:,1);
pselect(:,2) = pselect(:,1);
qselect(:,2) = qselect(:,1);
psi_re(:,2) = psi_re(:,1);
psi_im(:,2) = psi_im(:,1);
v(:,2) = v(:,1);
bus_v(:,2)=bus_v(:,1);
theta(:,2) = theta(:,1);
pmech(:,2) = pmech(:,1)
telect(:,2) = telect(:,1);
mac_ang(:,2) = mac_ang(:,1);
dmac_ang(:,2) = dmac_ang(:,1);
mac_spd(:,2) = mac_spd(:,1);
dmac_spd(:,2) = dmac_spd(:,1);
eqprime(:,2) = eqprime(:,1);
deqprime(:,2) = deqprime(:,1);
psikd(:,2) = psikd(:,1);
dpsikd(:,2) = dpsikd(:,1);
edprime(:,2) = edprime(:,1);
dedprime(:,2) = dedprime(:,1);
psikq(:,2)=psikq(:,1);

%reinicio de estados para valores iniciales en el vft
if n_vft ~= 0
    eterm_izq_vft(:,2) = eterm_izq_vft(:,1) ;
    eterm_der_vft(:,2) = eterm_der_vft(:,1) ;

    theta_izq_vft(:,2) = theta_izq_vft(:,1) ;
    theta_der_vft(:,2) = theta_der_vft(:,1) ;

    pselect_vft(:,2) = pselect_vft(:,1);
    qselect_vft(:,2) = qselect_vft(:,1);

    ere_stator_vft(:,2) = ere_stator_vft(:,1);
    ere_rotor_vft(:,2) = ere_rotor_vft(:,1);

    pmech_vft(:,2) = pmech_vft(:,1)
    telect_vft(:,2) = telect_vft(:,1);

    mac_ang_vft(:,2) = mac_ang_vft(:,1);
    dmacvft_ang(:,2) = dmacvft_ang(:,1);

    mac_spd_vft(:,2) = mac_spd_vft(:,1);
    dmacvft_spd(:,2) = dmacvft_spd(:,1);

    parelect_vft(:,1) = parelect_vft(:,2);
end
if n_rp~=0

```

```

YW(:,2)=YW(:,1);
YT(:,2)=YT(:,1);
TM(:,2)=TM(:,1);
dYW(:,2)=dYW(:,1);
dYT(:,2)=dYT(:,1);
dTM(:,2)=dTM(:,1);
%controles
rp_sig(:,2) = rp_sig(:,1);
P_ref(:,2) = P_ref(:,1);
Pe(:,2) = Pe(:,1);
ep(:,2) = ep(:,1);
Wcmd(:,2) = Wcmd(:,1);
Wr(:,2) = Wr(:,1);
ew(:,2) = ew(:,1);
Tcmd(:,2) = Tcmd(:,1);
end

% m.file para calculo de perturbaciones

flag = 1;
%generators
mac_em(0,2,bus,flag);
mac_em_vft8(0,2,bus,flag);

% regulador de potencia
if ~isempty(vft_con)
    % rp8(0,2,bus,flag);
end

% calculate rates of change
flag = 2;
mac_em(0,2,bus,flag);
mac_tra(0,2,bus,flag);

if n_mac_vft~=0
    n_vft=n_mac_vft;
    mac_em_vft8(0,2,bus,flag);
    telect_vft(:,2) = pelect_vft(:,2).*mac_pot_vft(:,1);

    if ~isempty(vft_con)
        rp8(0,2,bus,flag);
    end
end

% form state matrix
% form vector of d states
d_vector = zeros(max_state,1);
mac_state = 6*n_mac;
exc_state = mac_state+5*n_exc;
pss_state = exc_state + 3*n_pss;
dpw_state = pss_state + 6*n_dpw;
vft_state = dpw_state + 5*n_vft

%d_vector(1:n_mac) = dmac_ang(:,2);
%d_vector(n_mac+1:2*n_mac) = dmac_spd(:,2);
%d_vector(2*n_mac+1:3*n_mac) = deqprime(:,2);
%d_vector(3*n_mac+1:4*n_mac) = dpsikd(:,2);
%d_vector(4*n_mac+1:5*n_mac) = dedprime(:,2);
%d_vector(5*n_mac+1:6*n_mac) = dpsikq(:,2);

d_vector(1:n_mac) = 0;
d_vector(n_mac+1:2*n_mac) = 0;
d_vector(2*n_mac+1:3*n_mac) = 0;
d_vector(3*n_mac+1:4*n_mac) = 0;
d_vector(4*n_mac+1:5*n_mac) = 0;
d_vector(5*n_mac+1:6*n_mac) = 0;

if n_vft~=0
    vft_start = dpw_state+5*(n_tg+n_tgh)+3*n_mot+3*n_ig + 2*n_svc + n_tcsc+ n_lmod+n_rlmod+5*n_conv;
    d_vector(vft_start+1:vft_start+n_vft) = dmacvft_ang(:,2);
    d_vector(vft_start+n_vft+1:vft_start+2*n_vft) = dmacvft_spd(:,2);
end

if n_rp~=0

```

```

    rp_vft_start = dpw_state+5*(n_tg+n_tgh)+3*n_mot+3*n_ig + 2*n_svc +n_tcsc+
    n_lmod+n_rlmod+5*n_conv+2*n_vft
    d_vector(rp_vft_start+1:rp_vft_start+n_rp) = dYW (:,2);
    d_vector(rp_vft_start+ n_rp+1:rp_vft_start+2*n_rp) = dYT (:,2);
    d_vector(rp_vft_start+2*n_rp+1:rp_vft_start+3*n_rp) = dTM (:,2);
end

% form state matrix
if c_state == 0

    if k==1
        j_state = j;
    else
        j_state = j + sum(state(1:k-1));
    end

    if n_ib~=0
        k_nib_idx = find(not_ib_idx==k);
    else
        k_nib_idx = k;
    end

    if j == 2
        if ~isempty(k_nib_idx)
            c_spd(k_nib_idx,j_state) = 1;
        end
    end

    %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
    a_mat(:,j_state) = p_mat*d_vector %/0.001

% form output matrices
if n_vft~=0
    numgen_numvft = (1:n_mac+n_vft)';
    for ii = 1:n_vft
        pelect_ambos = pelect;
        pelect_ambos (length(not_ib_idx)+ii,1) = pelect_vft(ii,1);
        pelect_ambos (length(not_ib_idx)+ii,2) = pelect_vft(ii,2) ;

        mac_pot_ambos = mac_pot;
        mac_pot_ambos (length(not_ib_idx)+ii,1) = mac_pot_vft(ii,1);
        mac_pot_ambos (length(not_ib_idx)+ii,2) = mac_pot_vft(ii,2);

        telect_ambos = telect;
        telect_ambos(length(not_ib_idx)+ii,1) = telect_vft(ii,1);
        telect_ambos(length(not_ib_idx)+ii,2) = telect_vft(ii,2);

        pmech_ambos = pmech;
        pmech_ambos(length(not_ib_idx)+ii,1) = pmech_vft(ii,1);
        pmech_ambos(length(not_ib_idx)+ii,2) = pmech_vft(ii,2);
    end
    c_p(numgen_numvft,j_state) = (pelect_ambos(numgen_numvft,2)-pelect_ambos(numgen_numvft,1))...
        .*mac_pot_ambos(numgen_numvft,1)/pert ;
    c_t(numgen_numvft,j_state) = (telect_ambos(numgen_numvft,2)-telect_ambos(numgen_numvft,1))/pert;
    c_pm(numgen_numvft,j_state) = (pmech_ambos(numgen_numvft,2)-pmech_ambos(numgen_numvft,1))/pert;
    c_v(:,j_state) = (abs(v(:,2)) -abs(v(:,1)))/pert;
    c_ang(:,j_state) = (theta(:,2) - theta(:,1))/pert;

else
    c_p(not_ib_idx,j_state) = (pelect(not_ib_idx,2)-pelect(not_ib_idx,1))...
        .*mac_pot(not_ib_idx,1)/pert;
    c_t(not_ib_idx,j_state) = (telect(not_ib_idx,2)-telect(not_ib_idx,1))/pert;
    c_pm(not_ib_idx,j_state) = (pmech(not_ib_idx,2)-pmech(not_ib_idx,1))/pert;
    c_v(:,j_state) = (abs(v(:,2)) -abs(v(:,1)))/pert;
    c_ang(:,j_state) = (theta(:,2) - theta(:,1))/pert;
end

else
% form b and d matrices

elseif c_state == 9
    b_rp(:,rp_input) = p_mat*d_vector /pert
end
end

%reset states to initial values
eterm(:,2) = eterm(:,1);

```

```

pselect(:,2) = pselect(:,1);
qselect(:,2) = qselect(:,1);
psi_re(:,2) = psi_re(:,1);
psi_im(:,2) = psi_im(:,1);
v(:,2) = v(:,1);
bus_v(:,2)=bus_v(:,1);
theta(:,2) = theta(:,1);
pmech(:,2) = pmech(:,1);
telect(:,2) = telect(:,1);
mac_ang(:,2) = mac_ang(:,1);
dmac_ang(:,2) = dmac_ang(:,1);
mac_spd(:,2) = mac_spd(:,1);
dmac_spd(:,2) = dmac_spd(:,1);
eqprime(:,2) = eqprime(:,1);
deqprime(:,2) = deqprime(:,1);
psikd(:,2) = psikd(:,1);
dpsikd(:,2) = dpsikd(:,1);
edprime(:,2) = edprime(:,1);
dedprime(:,2) = dedprime(:,1);
psikq(:,2)=psikq(:,1);

%reinicio de estados para valores iniciales en el vft
if n_vft ~= 0
    eterm_izq_vft(:,2) = eterm_izq_vft(:,1) ;
    eterm_der_vft(:,2) = eterm_der_vft(:,1) ;

    theta_izq_vft(:,2) = theta_izq_vft(:,1) ;
    theta_der_vft(:,2) = theta_der_vft(:,1) ;

    pselect_vft(:,2) = pselect_vft(:,1);
    qselect_vft(:,2) = qselect_vft(:,1);

    ere_stator_vft(:,2) = ere_stator_vft(:,1);
    ere_rotor_vft(:,2) = ere_rotor_vft(:,1);

    pmech_vft(:,2) = pmech_vft(:,1);
    telect_vft(:,2) = telect_vft(:,1);

    mac_ang_vft(:,2) = mac_ang_vft(:,1);
    dmacvft_ang(:,2) = dmacvft_ang(:,1);

    mac_spd_vft(:,2) = mac_spd_vft(:,1);
    dmacvft_spd(:,2) = dmacvft_spd(:,1);

    parelect_vft(:,2) = parelect_vft(:,1);
    mac_pot_vft(:,2) = mac_pot_vft(:,1);
end

if n_rp~=0
    YW(:,2)=YW(:,1);
    YT(:,2)=YT(:,1);
    TM(:,2)=TM(:,1);
    dYW(:,2)=dYW(:,1);
    dYT(:,2)=dYT(:,1);
    dTM(:,2)=dTM(:,1);
    %controles
    rp_sig(:,2) = rp_sig(:,1);
    P_ref(:,2) = P_ref(:,1);
    Pe(:,2) = Pe(:,1);
    ep(:,2) = ep(:,1);
    Wcmd(:,2) = Wcmd(:,1);
    Wr(:,2) = Wr(:,1);
    ew(:,2) = ew(:,1);
    Tcmd(:,2) = Tcmd(:,1);
end

% This m-file forma la matriz de sparcidad p_mat
% la cual convierte el vector en razones de cambio
% de las perturbaciones (d_vector)

%Hasta aqui para 1 maquina se tiene de datos
%k_row=2
%k_col=6

% p_mat for VFT
k_col = k_colg+3*n_mot+3*n_ig+2*n_svc+n_tcsc+n_lmod+n_rlmod+n_dcl;
rp_count = 0;

if n_mac vft ~=0

```

```

for k = 1:n_mac_vft
    k_row = k_row + 1;
    k_col = k_col + k ;
    p_mat(k_row,k_col)=1;

    k_row = k_row + 1;
    k_col = k_col + n_mac_vft;
    p_mat(k_row,k_col)=1;

    % Regulador
    if mac_rp_vft ~=0
        k_rp = find(mac_rp_vft == k);
        if ~isempty(k_rp)
            rp_count = rp_count + 1;
            k_crp = k_col + rp_idx(k_rp);
            if rp_state(k)~=0
                k_row = k_row + 1;
                p_mat(k_row,k_crp) = 1;
                k_crp = k_crp + n_rp;
                k_row = k_row + 1;
                p_mat(k_row,k_crp) = 1;
                k_crp = k_crp + n_rp;
                k_row = k_row + 1;
                p_mat(k_row,k_crp) = 1;
            end
        end
    end

    k_col = k_colg+3*n_mot+3*n_ig+2*n_svc+n_tcsc+n_lmod+n_rlmod+ n_dcl;
end
end

k_col = k_colg+3*n_mot+3*n_ig+2*n_svc+n_tcsc+n_lmod+n_rlmod+ n_dcl+5*n_mac_vft;

% p_mat for VFT con controles

%k_col = k_colg+3*n_mot+3*n_ig+2*n_svc+n_tcsc+n_lmod+n_rlmod+ n_dcl+n_mac_vft+3*con_mac_vft;

%if n_mac_vft ~=0
%   for k = 1:n_mac_vft
%       k_row = k_row + 2;
%       k_col = k_col + k ;
%       p_mat(k_row,k_col)=1;
%       k_row = k_row + 2;
%       k_col = k_col + con_mac_vft ;
%       p_mat(k_row,k_col)=1;
%       k_row = k_row + 2;
%       k_col = k_col + con_mac_vft ;
%       p_mat(k_row,k_col)=1;
%       k_col = k_colg+3*n_mot+3*n_ig+2*n_svc+n_tcsc+n_lmod+n_rlmod+ n_dcl+n_mac_vft+3*con_mac_vft;
%   end
%end
%end

% file: pst_var.m
%Definicion de variables globales
*****

% sistema de variables para el transformador defasador
global tr_def line_TD

% Variables globales del VFT
global mac_vft n_vft
global mac_pot_vft vft_int n_mac_vft n_em2
global mac_em_vftdx

% system variables para el vft
global psi_re_vft psi_im_vft cur_re_vft cur_im_vft vft_int pm_sig_vft parelect_vft
global line_flw line

% variable de la vft
global mac_vft mac_pot_vft
global mac_ang_vft mac_spd_vft eqprime2 edprime2
global curd2 curq2 curdg2 curgg2 fldcur2
global psidpp2 psiqpp2 vex2 eterm_vft theta_vft ed_vft eq_vft
global pmech_vft pelect_vft qelect_vft
global dmacvft_ang dmacvft_spd deqprimevft dedprimevft
global n_mac_vft n_em2
global mac_em_vftdx

```

```

global sig_vft psivft

global eterm_izq_vft eterm_der_vft theta_izq_vft theta_der_vft
global ere_stator_vft eimag_stator_vft ere_rotor_vft eimag_rotor_vft

global not_ib_vft_idx

% Variables para los Controles del vft
global vft_con mac_rp_vft rp_idx n_rp
global YW YT TM dYW dYT dTM P_ref Pe ep Kpp Kip Wcmd Wr ew Kpw Kiw Tcmd Tdc

% system variables
global basmva basrad syn_ref mach_ref sys_freq bus
global bus_v bus_ang psi_re psi_im cur_re cur_im bus_int
global lmon_con

% synchronous machine variables
global mac_con mac_pot mac_int ibus_con
global mac_ang mac_spd eqprime edprime psikd psikq
global curd curq curdg curgg fldcur
global psidpp psigpp vex eterm theta ed eq
global pmech pelect qelect
global dmac_ang dmac_spd deqprime dedprime dpsikd dpsikq
global n_mac n_em n_tra n_sub n_ib
global mac_em_idx mac_tra_idx mac_sub_idx mac_ib_idx not_ib_idx
global mac_ib_em mac_ib_tra mac_ib_sub n_ib_em n_ib_tra n_ib_sub

```

```

%regulador de potencia rp indexes
function f=rp_idx8

```

```

%set global variables
global vft_con
global rp_idx n_rp

```

```

f=0;
[x,y] = size(vft_con);

```

```

if ~isempty(x)
    n_rp = x;
    rp_idx = vft_con(:,1);
else
    n_rp = 0;
    rp_idx = 0;
end

```

```

end

```

```

function f = rp8(i,k,bus,flag)
% Input: i - generator number
%        k - integer time
%        bus - solved loadflow bus data
%        flag - 0 - initialization
%              1 - network interface computation
%              2 - system dynamics computation

```

```

global mac_int mac_con pelect pmech mac_spd
global tg_con tg_pot
global tg1 tg2 tg3 dtg1 dtg2 dtg3
global tg_idx n_tg tg_sig

```

```

global basmva vft_int mac_vft pelect_vft pmech_vft mac_spd_vft
global vft_con rp_pot
global YW YT TM P_ref Pe ep Kpp Kip Wcmd Wr ew Kpw Kiw Tcmd Tdc
global dYW dYT dTM
global rp_idx n_rp rp_sig
global parelect_vft mac_em_vftdx Tm dmacvft_ang

```

```

jay = sqrt(-1);
f = 0;

```

```

if flag == 0; % initialization

```

```

    if i ~= 0
        if vft_con(i,1) ~= 1
            error('RP: requires vft_con(i,1) = 1')
        end
    end
end

```

```

if i ~= 0 % scalar computation
    n = mac_int(tg_con(i,2)); % machine number

    if pmech(n,k) > tg_con(i,5)
        error('TG init: pmech > upper limit, check machine base')
    end
    if pmech(n,k) < 0
        error('TG init: pmech < 0, check data')
    end
    tgl(i,1) = pmech(n,k);
    %
    tg_pot(i,1) = tg_con(i,8)/tg_con(i,7);
    a1 = 1 - tg_pot(i,1);
    tg_pot(i,2) = a1;
    tg2(i,1) = a1*pmech(n,k);
    %
    tg_pot(i,3) = tg_con(i,9)/tg_con(i,10);
    a2 = 1 - tg_pot(i,3);
    tg_pot(i,4) = a2;
    tg3(i,1) = a2*pmech(n,k);
    %
    tg_pot(i,5) = pmech(n,k);
    %
    tg_sig(i,1)=0;
else

    % vectorized computation
    if n_rp~=0
        disp('asigna valores de ganancias del vft')
        n = vft_int(vft_con(rp_idx,1)); % machine vft number

        maxlmt = find(pmech_vft(n,1) > vft_con(rp_idx,7));
        if ~isempty(maxlmt)
            n(maxlmt)
            error(' pmech_vft excedes maximum limit')
        end

        minlmt = find(pmech_vft(n,1)<vft_con(rp_idx,8));
        if ~isempty(minlmt)
            n(minlmt)
            error('pmech_vft less than zero or manimum limit')
        end

        %ep= P_ref-Pe % error de potencia
        P_ref(rp_idx,1)=vft_con(rp_idx,5); %Potencia de referencia
        Pe(rp_idx,1) = parelect_vft(mac_em_vftdx,1);
        ep(rp_idx,1)= P_ref(rp_idx,1) - Pe(rp_idx,1);

        %Wcmd = YW + ep*Kpp
        Kpp(rp_idx,1) = vft_con(rp_idx,10);
        Kip(rp_idx,1) = vft_con(rp_idx,11);
        YW(rp_idx,1) = ep(rp_idx,1)*Kip(rp_idx,1); %Integrando ambas partes de ec diferencial
        Wcmd(rp_idx,1) = YW(rp_idx,1)+ ep(rp_idx,1)*Kpp(rp_idx,1); %

        %ew = Wcmd-Wr % error de velocidad
        Wr(rp_idx,1) = mac_spd_vft(mac_em_vftdx,1);
        ew(rp_idx,1) = Wcmd(rp_idx,1)-Wr(rp_idx,1);

        %Tcmd= YT + ew*Kpw
        Kpw(rp_idx,1) = vft_con(rp_idx,12);
        Kiw(rp_idx,1) = vft_con(rp_idx,13);
        YT(rp_idx,1) = ew(rp_idx,1)*Kiw(rp_idx,1);
        Tcmd(rp_idx,1) = YT(rp_idx,1) + ew(rp_idx,1)*Kpw(rp_idx,1); %

        %Tm = Tcmd - Tm ./ Tdc
        Tdc(rp_idx,1) = vft_con(rp_idx,9);
        %Tm(rp_idx,1) = pmech_vft(mac_em_vftdx,1)
        TM(rp_idx,1) = (Tcmd(rp_idx,1) - pmech_vft(mac_em_vftdx,1)) / Tdc(rp_idx,1);

        rp_sig(rp_idx,1) = zeros(n_rp,1);
    end
end
end
end

if flag == 1 % network interface computation
    if i ~= 0 % scalar computation
        n = mac_int(tg_con(1,2)); % machine number
        % the following update is needed because pmech depends on

```

```

% the output of the states tg1, tg2 and tg3
pmech(n,k) = tg3(i,k) + ...
    tg_pot(i,3)*( tg2(i,k) + tg_pot(i,1)*tg1(i,k) );

else

if n_rp~=0
    disp('asigna valores de ganancias del vft')
    n = vft_int(vft_con(rp_idx,1)); % machine vft number

    maxlmt = find(pmech_vft(n,1)>vft_con(rp_idx,7));
    if ~isempty(maxlmt)
        n(maxlmt)
        error(' pmech_vft excedes maximum limit')
    end

    minlmt = find(pmech_vft(n,1)<vft_con(rp_idx,8));
    if ~isempty(minlmt)
        n(minlmt)
        error('pmech_vft less than zero or manimum limit')
    end

    %ep= P_ref-Pe % error de potencia
    %P_ref(rp_idx,1)=vft_con(rp_idx,5) %Potencia de referencia
    Pe(rp_idx,1) = parelect_vft(mac_em_vftdx,1);
    ep(rp_idx,1)= P_ref(rp_idx,1) - Pe(rp_idx,1);

    %Wcmd = YW + ep*Kpp
    YW(rp_idx,k) = ep(rp_idx,k).*Kip(rp_idx,k) %Integrando ambas partes de ec diferencial
    Wcmd(rp_idx,k) = YW(rp_idx,k)+ ep(rp_idx,k)* Kpp(rp_idx,k); %

    %ew = Wcmd-Wr % error de velocidad
    Wr(rp_idx,k) = mac_spd_vft(mac_em_vftdx,k);
    ew(rp_idx,k) = Wcmd(rp_idx,k)-Wr(rp_idx,k);

    %Tcmd= YT + ew*Kpw
    %Kpw(rp_idx,k) = vft_con(rp_idx,12)
    %Kiw(rp_idx,k) = vft_con(rp_idx,13)
    YT(rp_idx,k) = ew(rp_idx,k).*Kiw(rp_idx,k)
    Tcmd(rp_idx,k) = YT(rp_idx,k) + ew(rp_idx,k)*Kpw(rp_idx,k); %

    %Tm = Tcmd - Tm ./ Tdc
    Tdc(rp_idx,k) = vft_con(rp_idx,9);
    %Tm(rp_idx,1) = pmech_vft(mac_em_vftdx,1)
    %TM(rp_idx,k) = (Tcmd(rp_idx,k) - pmech_vft(mac_em_vftdx,k)) ./ Tdc(rp_idx,k)

end

end
end

if flag == 2 % turbine governor dynamics calculation
    disp('ingresa las ecuaciones de estado de controels')
    if i ~= 0 % scalar computation
        n = mac_int(tg_con(i,2)); % machine number
        spd_err = tg_con(i,3) - mac_spd(n,k);
        demand = tg_pot(i,5) + spd_err*tg_con(i,4) + tg_sig(i,k);
        demand = min( max(demand,0),tg_con(i,5) );
        dtg1(i,k) = (demand - tg1(i,k))/tg_con(i,6);
        %
        dtg2(i,k) = (tg_pot(i,2)* tg1(i,k)-tg2(i,k))/tg_con(i,7);
        %
        dtg3(i,k) = ( (tg2(i,k)+tg_pot(i,1)*tg1(i,k))*tg_pot(i,4) ...
            -tg3(i,k) )/tg_con(i,10);
        pmech(n,k) = tg3(i,k) + ...
            tg_pot(i,3)*(tg2(i,k) + tg_pot(:,1)*tg1(i,k));

    else

        % vectorized computation
        if n_rp ~=0

            %ep= P_ref-Pe % error de potencia
            Pe(rp_idx,k) = parelect_vft(mac_em_vftdx,k);

            A1(rp_idx,k) = Pe(rp_idx,k) ./ Pe(rp_idx,1);
            if A1(rp_idx,k) == 1
                Pe(rp_idx,k) = 0;
            else

```

```

    Pe(rp_idx,k) = parelect_vft(mac_em_vftdx,k);
end

A2(rp_idx,k) = mac_spd_vft(mac_em_vftdx,k)./mac_spd_vft(mac_em_vftdx,1);
if A2(rp_idx,k) == 1
    mac_spd_vft(mac_em_vftdx,k) = 0;
else
    mac_spd_vft(mac_em_vftdx,k) = mac_spd_vft(mac_em_vftdx,1);
end

A3(rp_idx,k) = YW(rp_idx,k)./YW(rp_idx,1);
if A3(rp_idx,k) == 1
    YW(rp_idx,k) = 0;
else
    %YW(rp_idx,k)= YW(rp_idx,1);
    YW(rp_idx,k) = 1;
end

A4(rp_idx,k) = YT(rp_idx,k)./YT(rp_idx,1);
if A4(rp_idx,k) == 1
    YT(rp_idx,k) = 0;
else
    %YT(rp_idx,k) = YT(rp_idx,1);
    YT(rp_idx,k) = 1;
end

A5(rp_idx,k) = TM(rp_idx,k)./TM(rp_idx,1);
if A5(rp_idx,k) == 1
    TM(rp_idx,k) = 0;
else
    %TM(rp_idx,k) = TM(rp_idx,1);
    TM(rp_idx,k) = 1;
    dmacvft_ang(mac_em_vftdx,k) = -1./(2*mac_vft(mac_em_vftdx,7));
end

T1(rp_idx,k) = (Kpp(rp_idx,k).*Kpw(rp_idx,k)) ./ Tdc(rp_idx,k);
T2(rp_idx,k) = Kpw(rp_idx,k)./Tdc(rp_idx,k);
T3(rp_idx,k) = Kpw(rp_idx,k)./Tdc(rp_idx,k);
T4(rp_idx,k) = ones(mac_em_vftdx,1)./Tdc(rp_idx,k);
T5(rp_idx,k) = ones(mac_em_vftdx,1)./Tdc(rp_idx,k);

n = vft_int(vft_con(rp_idx,1)); % machine vft number

%pot_err = ep(rp_idx,1);
%demand(rp_idx,k) = Tcmd(rp_idx,k);
%demand(rp_idx,k) = min( max(demand(rp_idx,k),vft_con(rp_idx,8)), vft_con(rp_idx,7) );

dYW(rp_idx,k) = ((P_ref(rp_idx,k)-P_ref(rp_idx,1)).*Kip(rp_idx,k)) -
(Pe(rp_idx,k).*Kip(rp_idx,k))
%
dYT(rp_idx,k) = (P_ref(rp_idx,k)-P_ref(rp_idx,1)).*Kiw(rp_idx,k).*Kpp(rp_idx,k)...
- (Kiw(rp_idx,k).*Kpp(rp_idx,k).*Pe(rp_idx,k))...
- (Kiw(rp_idx,k).*mac_spd_vft(mac_em_vftdx,k))...
+ (Kiw(rp_idx,k).*YW(rp_idx,k));
%
%dTM(rp_idx,k) = - ( demand(rp_idx,k) - TM(rp_idx,k) ) / Tdc(rp_idx,k);
dTM(rp_idx,k) = (P_ref(rp_idx,k)-
P_ref(rp_idx,1)).*(Kpp(rp_idx,k).*Kpw(rp_idx,k))./Tdc(rp_idx,k)...
- (Pe(rp_idx,k).*T1(rp_idx,k))...
- T2(rp_idx,k).*mac_spd_vft(mac_em_vftdx,k)...
+ (T3(rp_idx,k).*YW(rp_idx,k)) + (T4(rp_idx,k).*YT(rp_idx,k)) - (T5(rp_idx,k).*
TM(rp_idx,k))
%
%pmech_vft(n,k) = TM(rp_idx,k);

end
end
end

```

APÉNDICE C

PARÁMETROS DE SEP

Este apéndice muestra los datos usados dependiendo el sistema a simular. El primer conjunto de parámetros especificados para cada bus incluye la tensión en el bus en por unidad y el ángulos de la fase del voltaje de bus en grados.

Sistema Kundur Modificado

Nodos

Número de Bus	Nombre de Bus	Base kV	Voltaje (pu)	Ángulo (deg)
50	BUS_VFT_IZQ	17.0	1.0775	-2.43
51	BUS_VFT_DER	17.0	1.0748	-24.58
53	BUS53	230.0	1.0432	-27.18
101	BUSMAQ1	20.0	1.0300	20.20
102	BUSMAQ2	20.0	1.0100	17.97
103	BUSMAQ3	20.0	1.0300	-6.80
104	BUSMAQ4	20.0	1.0100	-13.71
105	BUS5	230.0	1.0316	16.74
106	BUS6	230.0	1.0313	11.54
107	BUS7CARGA	230.0	1.0478	5.68
108	BUS8	230.0	1.0597	2.68
109	BUS9CARGA	230.0	1.0432	-27.18
110	BUS10	230.0	1.0258	-20.18
111	BUS11	230.0	1.0276	-12.13

Líneas

De Número de Bus	A Número Bus	Line R (pu)	Line X (pu)	Charging B (pu)
53	109	0.011000	0.110000	0.192500
53	109	0.011000	0.110000	0.192500
105	106	0.002500	0.025000	0.043750
106	107	0.001000	0.010000	0.017500
107	108	0.011000	0.110000	0.192500
107	108	0.011000	0.110000	0.192500
109	110	0.001000	0.010000	0.017500
110	111	0.002500	0.025000	0.043750

Transformadores

De Número de Bus	A Número Bus	R (pu)	X (pu)	Magnetización B (pu)
50	51	0.001340	0.012000	-0.18000
50	108	0.000000	0.100000	0.00000
51	53	0.000000	0.100000	0.00000
51	53	0.000000	0.100000	0.00000
101	105	0.000000	0.016670	0.00000
102	106	0.000000	0.016670	0.00000
103	111	0.000000	0.016670	0.00000
104	110	0.000000	0.016670	0.00000

Cargas

Bus Número	Pload (MW)	Qload (Mvar)
107	967.0000	100.0000
109	1367.0000	100.0000

Capacitancia en Derivación

Bus Número	B-Derivación (Mvar)
50	50.00
51	50.00
107	350.00
109	350.00

Maquinas

Número de Bus	Nombre de Bus	PGen (MW)	QGen (Mvar)	Voltaje (pu)
101	BUSMAQ1 20.000	384.3	1.4	1.0300
102	BUSMAQ2 20.000	700.0	-89.7	1.0100
103	BUSMAQ3 20.000	589.6	42.4	1.0300
104	BUSMAQ4 20.000	700.0	-56.4	1.0100

Sistema Stagg - Anderson

Nodos

Número de Bus	Base kV	Voltaje (pu)	Ángulo (deg)
1	230.0	1.0600	0.00
2	230.0	1.0475	-7.37
3	230.0	0.9707	-14.74

Número de Bus	Base kV	Voltaje (pu)	Ángulo (deg)
4	230.0	0.9706	-15.47
5	230.0	0.9977	-12.54
100	16.5	1.0400	0.00
200	18.0	1.0250	-4.26
300	13.8	1.0250	-4.47
400	230.0	1.0584	-5.19
500	230.0	1.0653	-6.52
600	230.0	1.0528	-12.11
700	230.0	1.0287	-6.40
800	230.0	0.9965	-8.88
900	230.0	1.0335	-7.16
1000	17.2	1.0579	-12.51
2000	17.2	1.0712	-1.53

Líneas

De Número de Bus	A Número Bus	Line R (pu)	Line X (pu)	Charging B (pu)
1	2	0.020000	0.060000	0.060000
1	2	0.020000	0.060000	0.060000
1	3	0.080000	0.240000	0.050000
2	3	0.060000	0.180000	0.040000
2	4	0.060000	0.180000	0.040000
2	5	0.040000	0.120000	0.030000
3	4	0.010000	0.030000	0.020000
4	5	0.080000	0.240000	0.050000
400	500	0.010000	0.085000	0.176000
400	600	0.017000	0.092000	0.158000
500	700	0.032000	0.161000	0.306000
600	900	0.039000	0.170000	0.358000
700	800	0.008500	0.072000	0.149000
800	900	0.011900	0.100800	0.209000

Transformadores

De Número de Bus	A Número Bus	R (pu or watts)	X (pu)	Magnetización B (pu)
2	1000	0.000000	0.100000	0.000000
100	400	0.000000	0.057600	0.000000
200	700	0.000000	0.062500	0.000000
300	900	0.000000	0.058600	0.000000
500	2000	0.000000	0.100000	0.000000
1000	2000	0.001340	0.120000	-0.180000

Cargas

Bus Número	Pload (MW)	Qload (Mvar)
2	100.0000	130.0000
3	45.0000	15.0000
4	40.0000	5.0000
5	60.0000	10.0000
500	45.0000	50.0000
600	90.0000	30.0000
800	100.0000	135.0000

Capacitancia en Derivación

Bus Número	B-Derivación (Mvar)
500	50.00
600	50.00
800	50.00
1000	25.00
2000	25.00

Maquinas

Número de Bus	Nombre de Bus	PGen (MW)	QGen (Mvar)	Voltaje (pu)
1	G-STA 230.00	600.0000	100.0000	1.0600
2	G-STA 230.00	40.0000	30.0000	1.0475
100	G1 16.500	1091.0000	100.0000	1.0400
200	G2 18.000	163.0000	100.0000	1.0250
300	G3 13.800	85.0000	100.0000	1.0250

Sistema N. Inglaterra-Stagg

Nodos

Número de Bus	Nombre de Bus	Base kV	Voltaje (pu)	Ángulo (deg)
1	GENERADOR-01	20.0	1.0300	0.00
2	GENERADOR-02	20.0	0.9820	16.64
3	GENERADOR-03	20.0	0.9831	16.79
4	GENERADOR-04	20.0	0.9972	16.18
5	GENERADOR-05	20.0	1.0123	15.18
6	GENERADOR-06	20.0	1.0493	15.67
7	GENERADOR-07	20.0	1.0635	19.32
8	GENERADOR-08	20.0	1.0278	14.59
9	GENERADOR-09	20.0	1.0265	20.13
10	GENERADOR-10	20.0	1.0475	8.78
11		230.0	0.9604	8.07
12		230.0	0.9432	7.99
13		230.0	0.9632	8.04

Apéndice C

Número de Bus	Nombre de Bus	Base kV	Voltaje (pu)	Ángulo (deg)
14		230.0	0.9645	6.00
15		230.0	0.9741	4.24
16		230.0	0.9936	5.21
17		230.0	0.9969	4.40
18		230.0	0.9947	3.74
19		230.0	0.9916	10.98
20		230.0	0.9881	10.00
21		230.0	1.0020	6.91
22		230.0	1.0279	10.73
23		230.0	1.0299	9.93
24		230.0	1.0031	5.00
25		230.0	1.0291	7.79
26		230.0	1.0196	6.43
27		230.0	1.0029	4.27
28		230.0	1.0201	10.14
29		230.0	1.0212	13.06
30		230.0	0.9642	8.91
31		230.0	1.0207	6.35
32		230.0	0.9947	3.87
33		230.0	0.9585	4.47
34		230.0	0.9553	5.63
35		230.0	0.9563	6.46
36		230.0	0.9479	3.75
37		230.0	0.9485	3.05
38		230.0	1.0079	1.12
39		230.0	1.0355	2.34
101	STAGG1	230.0	1.0000	0.00
102	STAGG2	230.0	1.0000	0.04
103	STAGG3	230.0	0.9879	-1.33
104	STAGG4	230.0	0.9920	-1.00
106	VFT_IZQ _1	17.0	1.0549	6.37
107	VFT_DER _1	17.0	1.0564	8.96
108	VFT_IZQ _2	17.0	1.0549	6.37
109	VFT_DER _2	17.0	1.0564	8.96
501	STAGG5	230.0	1.0521	5.48
1000	VFT_IZQ	17.0	1.0825	6.46
2000	VFT_DER	17.0	1.0841	8.88

Líneas

De Número de Bus	A Número Bus	Line R (pu)	Line X (pu)	Charging B (pu)
1	38	0.001000	0.025000	1.200000
1	39	0.001000	0.025000	0.750000
11	30	0.000400	0.004300	0.072900
11	35	0.000700	0.008200	0.138900
12	13	0.001600	0.043500	0.172300

De Número de Bus	A Número Bus	Line R (pu)	Line X (pu)	Charging B (pu)
13	14	0.000900	0.010100	0.172300
13	30	0.000400	0.004300	0.072900
14	15	0.001800	0.021700	0.366000
14	33	0.000800	0.012900	0.138200
15	16	0.000900	0.009400	0.171000
16	17	0.000700	0.008900	0.134200
16	19	0.001600	0.019500	0.304000
16	21	0.000800	0.013500	0.254800
16	24	0.000300	0.005900	0.068000
17	18	0.000700	0.008200	0.131900
17	27	0.001300	0.017300	0.321600
18	32	0.001100	0.013300	0.213800
21	22	0.000800	0.014000	0.256500
22	23	0.000600	0.009600	0.184600
23	24	0.002200	0.035000	0.361000
25	26	0.003200	0.032300	0.513000
25	31	0.007000	0.008600	0.146000
26	27	0.001400	0.014700	0.239600
26	28	0.004300	0.047400	0.780200
26	29	0.005700	0.062500	1.029000
28	29	0.001400	0.015100	0.249000
31	32	0.001300	0.015100	0.257200
31	39	0.003500	0.041100	0.698700
32	33	0.001300	0.021300	0.221400
33	34	0.000800	0.012800	0.134200
34	35	0.000200	0.002600	0.043400
34	37	0.000800	0.011200	0.147600
35	36	0.000600	0.009200	0.113000
36	37	0.000400	0.004600	0.078000
37	38	0.002300	0.036300	0.380400
101	102	0.020000	0.060000	0.060000
101	102	0.020000	0.060000	0.060000
101	103	0.080000	0.240000	0.050000
102	103	0.060000	0.180000	0.040000
102	104	0.060000	0.180000	0.040000
102	501	0.040000	0.120000	0.030000
103	104	0.010000	0.030000	0.020000
104	501	0.080000	0.240000	0.050000

Transformadores

De Número de Bus	A Número Bus	R (pu or watts)	X (pu)	Magnetización B (pu)
2	35	0.000000	0.025000	0.000000
3	30	0.000000	0.020000	0.000000

Apéndice C

De Número de Bus	A Número Bus	R (pu or watts)	X (pu)	Magnetización B (pu)
4	19	0.000700	0.014200	0.00000
5	20	0.000900	0.018000	0.00000
6	22	0.000000	0.014300	0.00000
7	23	0.000500	0.027200	0.00000
8	25	0.000600	0.023200	0.00000
9	29	0.000800	0.015600	0.00000
10	31	0.000000	0.018100	0.00000
11	12	0.001600	0.043500	0.00000
19	20	0.000700	0.013800	0.00000
23	106	0.000000	0.100000	0.00000
23	108	0.000000	0.100000	0.00000
23	1000	0.000000	0.100000	0.00000
106	107	0.001340	0.012000	-0.18000
107	501	0.000000	0.100000	0.00000
108	109	0.001340	0.012000	-0.18000
109	501	0.000000	0.100000	0.00000
501	2000	0.000000	0.100000	0.00000
1000	2000	0.001340	0.012000	-0.18000

Cargas

Bus Número	Pload (MW)	Qload (Mvar)
1	1104.0000	250.0000
2	9.2000	4.6000
12	7.5000	88.0000
15	320.0000	153.0000
16	329.0000	32.3000
18	158.0000	30.0000
20	628.0000	103.0000
21	274.0000	115.0000
23	247.5000	84.6000
23	100.0000	0.0000
24	308.6000	-92.0000
25	224.0000	47.2000
26	139.0000	17.0000
27	281.0000	75.5000
28	206.0000	27.6000
29	283.5000	26.9000
32	322.0000	2.4000
33	300.0000	184.0000
36	233.8000	84.0000
37	522.0000	176.0000
102	100.0000	130.0000
103	45.0000	15.0000
104	40.0000	5.0000
501	60.0000	10.0000

Capacitancia en Derivación

Bus Número	B-Derivación (Mvar)
106	25.00
107	25.00
108	25.00
109	25.00
1000	25.00
1000	25.00
2000	25.00
2000	25.00

Maquinas

Número de Bus	Nombre de Bus	PGen (MW)	QGen (Mvar)	Voltaje (pu)
1	GENERADOR-0120	1055.6950	139.9920	1.0300
2	GENERADOR-0220	673.2000	159.6360	0.9820
3	GENERADOR-0320	650.0000	155.9240	0.9831
4	GENERADOR 0420	632.0000	55.7090	0.9972
5	GENERADOR-0520	508.0000	142.1960	1.0123
6	GENERADOR-0620	650.0000	250.5830	1.0493
7	GENERADOR-0720	660.0000	224.3440	1.0635
8	GENERADOR-0820	540.0000	17.0460	1.0278
9	GENERADOR-0920	830.0000	49.4220	1.0265
10	GENERADOR-1020	250.0000	177.0010	1.0475
101	STAGG1 230.00	150.0000	100.0000	1.0000
102	STAGG2 230.00	40.0000	30.0000	1.0000

APÉNDICE D

PARÁMETROS DEL VFT INGRESADOS EN PSS®E

Tómese en cuenta que se ingresó como datos de un transformador a una base de 100 MVA [82].

Tabla 36. Parámetros del VFT para flujos de potencia

Parámetro	Valor típico (Base de 100 VFT)	Nota
R_{VFT}	0.4%	Resistencia serie VFT
X_{VFT}	12%	Reactancia serie VFT
X_{mag}	-18%	Reactancia de magnetización del VFT
X_{t1}, X_{t2}	10%	Reactancia de Transformador
C_1, C_2	20% a 80% Dependiendo de lo necesario	Capacitores en derivación en Terminales del VFT

Los datos dinámicos ingresados para las simulaciones dinámicas del VFT se presentan en la tabla 34. Los datos remarcados son los valores de las ganancias vistas en el capítulo 3.

Tabla 37. Parámetros del archivo dinámico del VFT

CONs	# Value	Descripción
J H,	26.200	Inertia (sec)
J+1	0.15000	Xth1, Thevenin Impedance Side 1 (pu)
J+2	0.30000	Xth2, Thevenin Impedance Side 2 (pu)
J+3	0.20000E-01	Tfx, Frequency Transducer Time Constant(pu)
J+4	0.051	KPP, Proportional Gain, Power Control
J+5	1.05	KPI, Integral Gain, Power Control
J+6	0.52000E-01	Fpmax, Upper Limit, Freq. Control (pu)
J+7	0.20000E-01	Fpmin, Lower Limit, Freq. Control (pu)
J+8	0.1000	TfSRx, Frequency branch Time Constant (s)
J+9	0.55000E-01	FsrLim, Frequency Control, max & min Limits (pu)
J+10	0.60000E-01	FrateLim, (\pm)Frequency Control, max & min rate Limits (pu/s)
J+11	1.0000	Kpstab, Proportional Gain, Speed Stabilizing
J+12	0.10000	Wpstab, LP Filter Freq, Speed Stabilizing (rad/s)
J+13	1.50000	Fp_stabLim, Max & Min Limits, Speed Stabilizing (pu/s)
J+14	0.51	Td FPstab, Time Constant, Stabilizing branch from Freq Ctrl (s)
J+15	0.07	KWP, Proportional Gain, Speed Controller
J+16	0.0002	KWI, Integral Gain, Speed Controller

Tabla 37. Parámetros del archivo dinámico del VFT(Continuación)

CONs	# Value	Description
J+17	0.20000E-01	Tdrv, Motor Drive Time Constant (s)
J+18	75.000	TRQ_rate, Torque Rate Limits (pu)
J+19	4.0000	TRQ_vdtl_max, Torque Voltage Dependance Max Limit (pu)
J+20	0.20000	TRQ_vdtl_min, Torque Voltage Dependance Min Limit (pu)
J+21	0.25000E-01	Tvdtl Time Constant, Torque Voltage Dependance (pu)
J+22	1800.0	SPD_rtr_base, Base Speed, Rotor (rpm)
J+23	8.000	SPD_mtr_base, Base Speed, Motor (rpm)
J+24	3.1500	IMTRmax, Drive motor Tapered Current limit, Max Current (pu)
J+25	2.7300	IMTRTaper Drive motor Tapered Current limit, Current Gain (pu)
J+26	2.5000	SpdTaper Drive motor Tapered Current limit, Speed Gain (pu)
J+27	5.0000	TrqAcel_Lim, Acceleration Limit, Torque (pu)
J+28	0.70000	VPX, Shut Down Voltage, Voltage Dependant Power Limit (pu)
J+29	0.95000	VP1, Unrestricted Voltage, Voltage Dependant Power Limit (pu)
J+30	3.0000	Tup, Time Constant on up ramp, Voltage Dependant Power Limit (s)
J+31	0.30000	Tdown, Time Constant on down ramp, Voltage Dependant Power Limit (s)
J+32	1.1500	Plim0, Max Power Limit, Voltage Dependant Power Limit (pu)
J+33	0.10000E-01	R1, dFth Ramp Rate Side 1, VFT Governor (pu)
J+34	0.10000E-01	R2, dFth Ramp Rate Side 2, VFT Governor (pu)
J+35	0.10000E-01	FDB1, dFth deadband Side 1, VFT Governor (pu)
J+36	0.10000E-01	FDB2, dFth deadband Side 1, VFT Governor (pu)
J+37	0.300	TGOV, Time Constant, VFT Governor (s)
J+38	1.500	Dpg_max, Upper Frequency Input Limit, VFT Governor (pu)
J+39	1.5000	Dpg_min, Lower Frequency Input Limit, VFT Governor (pu)
J+40	20.000	Deph_F, Admittance Matrix Re-factorizing Angle (degree)
J+41	0.25000E-01	TPfbk, Power Feedback Time Constant (s)

Las variables de estado del modelo interno del VFT se presentan en la tabla 35.

Tabla 38. Variables de estado del VFT del PSS®E

Estado	Descripción
K	Rotor Angle (rad)
K+1	Rotor Speed (rad/s)
K+2	Speed PI Controller
K+3	Power PI Controller
K+4	Frequency PI Controller

Tabla 38. Variables de estado del VFT del PSS®E (Continuación)

Estado	Descripción
K+5	Frequency Stabilizing Path
K+6	Speed Stabilizing Path
K+7	VDTL Filter
K+8	VDPL Filter
K+9	Governor Output
K+10	0 Thevenin Freq Transducer 1
K+11	1 Thevenin Freq Transducer 2
K+12	2 Rotor Drive Torque (pu)
K+13	3 Power Feedback (MW)

Controles simulados en PSS®E del VFT

La figura 57, muestra el diagrama de bloques del rotor y del sistema de accionamiento del motor. El comando de entrada es la velocidad deseada del rotor (Spd Cmd)

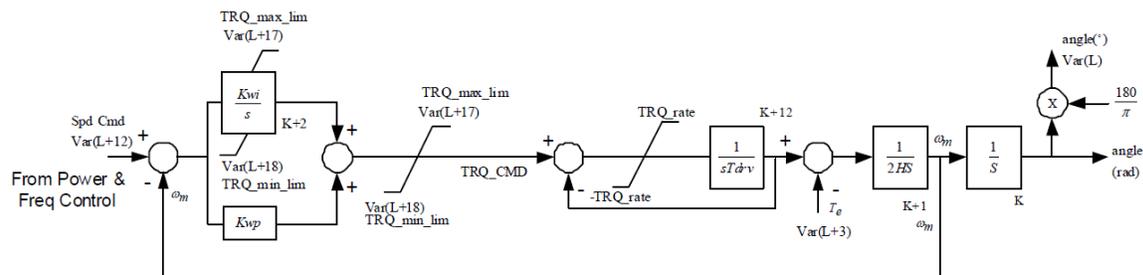


Figura 58. Diagrama de bloques del accionamiento del VFT

EL diagrama de bloques del controlador principal del VFT se presenta en la figura 58 a esta la forman tres lazos

- Un controlador PI que regula la potencia del VFT
- Un control de frecuencia que regula una entrada de velocidad a partir de la diferencia en la frecuencia de Thevenin entre las dos terminales.
- Un lazo de retroalimentación para la estabilización de velocidad.

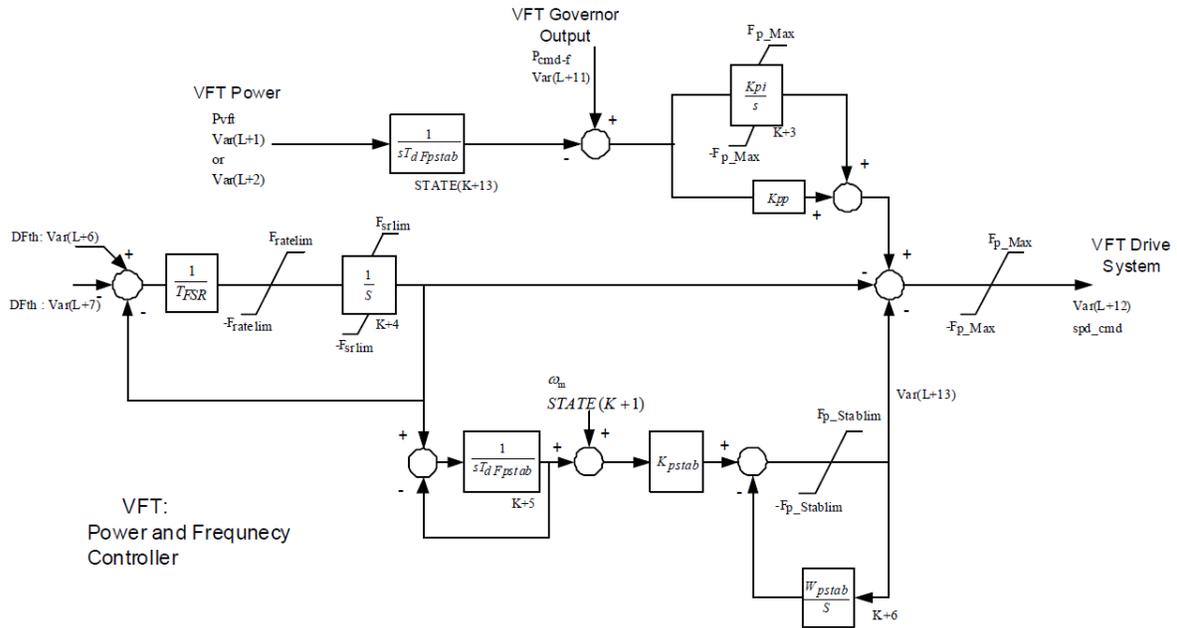


Figura 59. Limitador del par de torsión del VFT

El VFT también tiene un limitador de potencia dependiente de voltaje (VDPL) que limita la transferencia de potencia durante un bajo voltaje. Este limitador también modula el comando de potencia. El diagrama de bloques del gobernador del VFT y el VDPL se presenta en la figura 59.

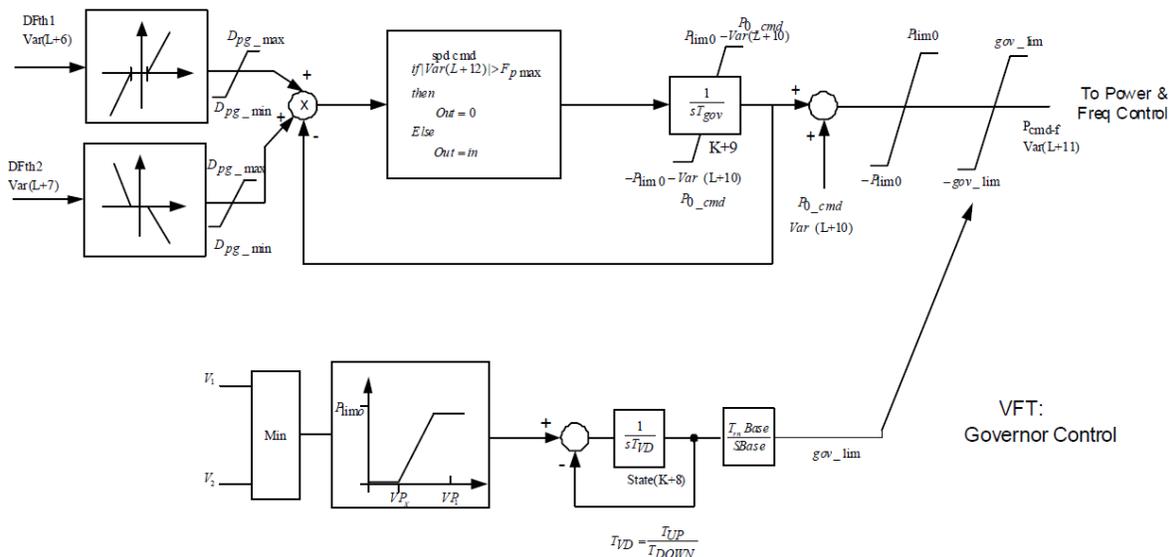


Figura 60. Diagrama de bloques del gobernador del VFT

Sistema de excitación ESDC1A

Tabla 39. Parámetros ingresados al sistema de excitación ESDC1A

CONs	Valor	Descripción
J	0.5000E-01	TR (sec)
J+1	20.000	KA
J+2	0.55000E-01	TA (sec)
J+3	0.0000	TB (sec)
J+4	0.0000	TC (sec)
J+5	1.0000	VRMAX or zero
J+6	-0.90000	VRMIN
J+7	0.0000	KE or zero
J+8	0.36000	TE (>0) (sec)
J+9	0.12500	KF
J+10	1.8000	TF1 (>0) (sec)
J+11	0.0000	Switch
J+12	3.1000	E1
J+13	0.33000	SE(E1)
J+14	2.3000	E2
J+15	0.10000	SE(E2)

Tabla 40. Variables de estado del ESDC1A

Estado	Descripción
K	Sensed V_T
K+1	Lead lag
K+2	Regulator Output V_R
K+3	Exciter output, EFD
K+4	Rate feedback integrator

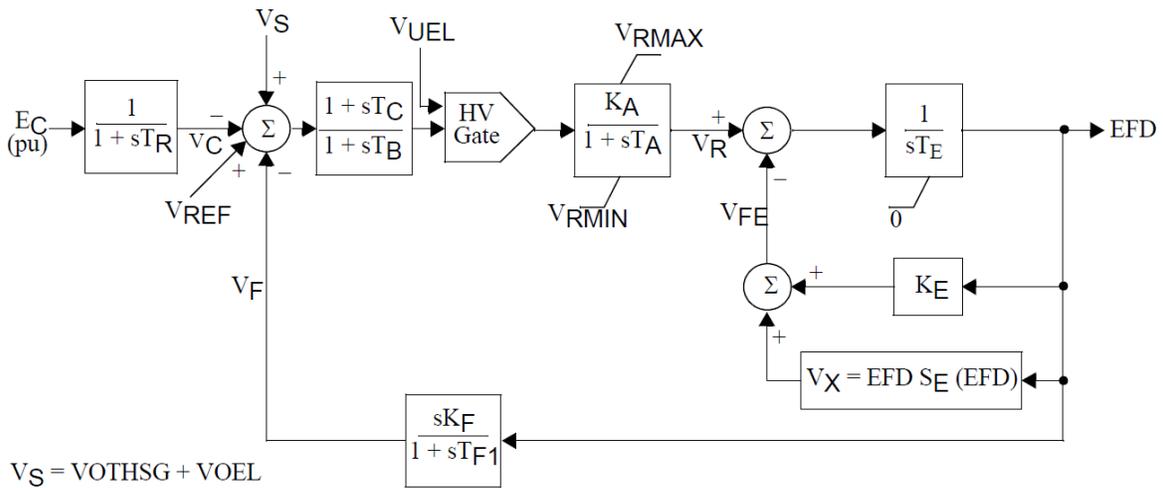


Figura 61. Diagrama de bloques del sistema de excitación ESDC1A

Sistema de excitación ESAC1A

Tabla 41. Parámetros ingresados al sistema de excitación ESAC1A

CONs	Valor	Descripción
J	5.000	KA
J+1	0.200	TA (sec)
J+2	-1.000	VRMIN
J+3	1.0000	VRMAX
J+4	-0.0419	KE
J+5	0.471	TE (>0) (sec)
J+6	0.0754	KF
J+7	1.246	TF (>0) (sec)
J+8	0.06400	C1
J+9	0.25100	C2

Tabla 42. Variables de estado del ESAC1A

Estado	Descripción
K	Sensed E_T
K+1	Lead lag
K+2	Regulator Output
K+3	VE
K+4	Feedback Output

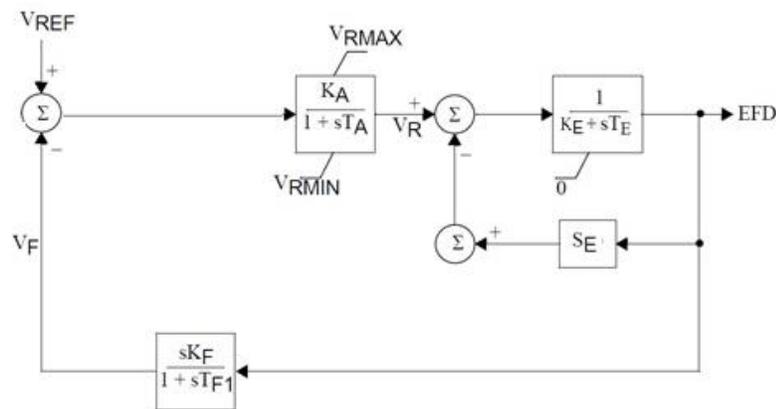


Figura 62. Diagrama de bloques del sistema de excitación ESAC1A