



UNIVERSIDAD DE CHILE
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERIA ELÉCTRICA

**DESARROLLO DE UN EQUIVALENTE REDUCIDO DEL SING PARA ESTUDIOS
DE ESTABILIDAD TRANSITORIA DE PRIMERA OSCILACIÓN**

TESIS PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO *CIVIL ELECTRICISTA*

RICARDO ANDRÉS ESPINOZA SAN MARTÍN

**PROFESOR GUÍA:
GABRIEL OLGUÍN PARADA**

**MIEMBROS DE LA COMISION
ARIEL VALDENEGRO ESPINOZA
CLAUDIA RAHMANN ZUÑIGA**

**SANTIAGO DE CHILE
MAYO 2012**

RESUMEN DE LA MEMORIA
PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO CIVIL ELECTRICISTA
FECHA: 25/05/12
POR: RICARDO ESPINOZA S.
PROF. GUÍA: Sr. GABRIEL OLGUIN P.

RESUMEN

En el presente trabajo de titulación se realiza una investigación de los métodos de reducción de sistemas eléctricos de potencia, para estudios de estabilidad transitoria, presentes en la literatura.

Dicha investigación da como resultado la elección de una metodología de reducción que es aplicada el Sistema Interconectado del Norte Grande y previamente validada con el Sistema P. Kundur de dos áreas.

La metodología se basa en el enfoque de coherencia. La identificación de la coherencia se realiza utilizando la técnica de coherencia lenta, basada en el análisis modal. La formación de las barras de generación equivalentes se realiza utilizando el método del circuito equivalente de REI y los grupos de máquinas coherentes son representados mediante una máquina equivalente que mantiene sus características dinámicas. Las máquinas del sistema son representadas por un modelo de tercer orden. Finalmente, la reducción estática de los elementos pasivos de la red se realiza utilizando el equivalente de Ward.

La implementación de la metodología es realizada en el software DigSILENT Power Factory.

Se realizaron estudios de estabilidad transitoria sobre el modelo reducido obteniéndose una reducción aproximada en los tiempos de simulación del 40%. La validez del modelo está sujeta a las características de la perturbación aplicada.

ÍNDICE

RESUMEN	II
ÍNDICE	III
ÍNDICE DE FIGURAS	VII
ÍNDICE DE TABLAS	xi
Capítulo 1 Introducción	1
1.1 Descripción general del problema	1
1.2 Motivación.....	1
1.3 Objetivos.....	3
1.3.1 Objetivo General.....	3
1.3.2 Objetivos Específicos	3
1.4 Alcances.....	3
1.5 Descripción general de capítulos.....	4
Capítulo 2 Revisión Bibliográfica	6
2.1 Introducción a los equivalentes reducidos: desarrollo histórico	6
2.2 Estabilidad de Sistemas de Potencia	10
2.2.1 Estabilidad angular.....	11
2.2.1.1 Estabilidad de pequeña señal [27]	12
2.2.1.2 Estabilidad transitoria o de gran perturbación [24,29,30]	14
2.2.2 Modos de oscilación en sistemas de potencia [24,31,32]	15
2.2.2.1 Análisis Modal[33] [34]	17
2.2.2.1.1 Análisis matemático.....	18
2.2.2.1.2 Valores propios	23

2.2.2.1.3	Vectores propios	25
2.2.2.1.4	Identificación de los modos electromecánicos	28
2.2.3	Estabilidad de tensión [36]	29
2.3	Metodología de Reducción [22,37,38]	30
2.3.1	Identificación de la coherencia	33
2.3.1.1	Métodos de identificación de coherencia	34
2.3.1.1.1	Supuestos generales[40].....	34
2.3.1.1.2	Método de simulación en el dominio del tiempo [12,43]	35
2.3.1.1.3	Coherencia por condiciones estructurales de la red [44]	36
2.3.1.1.4	Coherencia por doble escala de tiempo o coherencia lenta [45,46]	36
2.3.1.1.5	Método de enlaces débiles [51,52].....	37
2.3.1.1.6	Método modal-coherente [38]	38
2.3.2	Agregación dinámica de los generadores	39
2.3.2.1	Agregación clásica	40
2.3.2.1.1	Método de los equivalentes de REI [53]	40
2.3.2.1.2	Método de Zhukov [54]	40
2.3.2.2	Agregación detallada[11,38,37]	41
2.3.3	Reducción estática de la red	42
2.3.3.1.1	Equivalente de Ward[55]	42
2.3.3.1.2	Equivalente REDUC[38][56]	43
2.4	Perturbaciones[57]	44
2.5	Modelado de cargas [58]	45
2.5.1	Modelos Estáticos[60,61]	46
2.5.1.1	Modelo Exponencial	46
2.5.1.2	Modelo Polinomial	47
2.5.1.3	Modelo generalizado[62]	47
2.5.2	Modelos Dinámicos[63,61]	48

2.5.2.1	Modelado No Lineal	48
2.5.2.2	Modelado Lineal.....	48
2.6	Modelado de la máquina síncrona[64,24,65,66]	49
2.6.1	Especificaciones generales de la máquina síncrona	49
2.6.2	Modelo matemático de la máquina síncrona	49
2.6.3	Transformada de Park [66]	50
2.6.3.1	Circuito equivalente para eje directo y eje en cuadratura.[24]	52
2.6.4	Simplificaciones en el modelo para estudios de estabilidad [24][23]	55
2.6.4.1	Ecuaciones del modelo simplificado[24]	57
2.6.5	Modelo con enlace de flujo constante	61
2.6.5.1	Modelo Clásico	61
Capítulo 3	Implementación de la Metodología	63
3.1	Requerimientos del modelo equivalente	63
3.2	Justificación en la elección de la metodología.	63
3.2.1	Justificación de la elección del método para cada etapa del proceso de reducción	63
3.2.1.1	Identificación de la coherencia	64
3.2.1.2	Agregación dinámica de los generadores	64
3.2.1.3	Reducción estática de la red	65
3.2.2	Justificación en la elección del modelo de la máquina.....	65
3.3	Descripción de la aplicación a implementar	70
3.3.1	Identificación de coherencia: coherencia lenta	70
3.3.1.1	Metodología [48].....	71
3.3.2	Agregación dinámica: equivalentes del REI	73
3.3.2.1	Formación de las barras equivalentes [22]	73
3.3.2.2	Agregación dinámica de las máquinas síncronas en cada grupo coherente [23]	75
3.3.3	Reducción estática: equivalente de Ward	84
3.4	Paquete de simulación	86

3.4.1	Identificación de coherencia.....	87
3.4.2	Agregación dinámica.....	88
3.5	Desarrollo práctico de la metodología	89
Capítulo 4	Aplicación de la metodología.....	90
4.1	Validación de la aplicación.....	90
4.1.1	Identificación de grupos coherentes.	92
4.1.2	Agregación dinámica.....	95
4.1.2.1	Formación de la barra equivalente	96
4.1.2.2	Formación de la máquina equivalente	98
4.1.3	Reducción estática	100
4.1.4	Análisis de resultados	101
4.2	Aplicación al caso de estudio.....	104
4.3	Presentación de resultados	110
4.3.1	Estudios de estabilidad transitoria	112
4.3.1.1	Falla en línea Crucero-Lagunas 220 kV #2.....	113
4.3.1.2	Falla 1 en línea Encuentro-Collahuasi 220 kV.....	116
4.3.1.3	Falla 2 en línea Encuentro-Collahuasi 220 kV.....	119
4.4	Evaluación del modelado de la carga	122
Capítulo 5	Conclusiones trabajos futuros y Recomendaciones	127
5.1	Conclusiones.....	127
5.2	Recomendaciones para trabajos futuros.....	128
BIBLIOGRAFÍA		130
ANEXO A	DATOS SISTEMA DE PRUEBA DE DOS AREAS.....	137
ANEXO B	DATOS SISTEMA INTERCONECTADO DEL NORTE GRANDE	140
ANEXO C	PARÁMETROS MÁQUINAS SISTEMA REDUCIDO	143

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1 Clasificación de estabilidad.....	11
Figura 2.2 Característica P- δ de una máquina síncrona.....	12
Figura 2.3 Respuesta angular del rotor ante una gran perturbación	14
Figura 2.4 Oscilaciones entre áreas	16
Figura 2.5 Oscilaciones locales	17
Figura 2.6 Respuesta asociada a la naturaleza de cada valor propio	25
Figura 2.7 División del sistema para el cálculo de equivalentes dinámicos.....	32
Figura 2.8 Agregación nodal utilizando el método de Zhukov	41
Figura 2.9 Eliminación nodal.....	43
Figura 2.10 Áreas de trabajo en el modelado de la carga	46
Figura 2.11 Circuito equivalente en el eje directo	52
Figura 2.12 Circuito equivalente en el eje de cuadratura	52
Figura 2.13 Circuito equivalente de un generador en el estado transitorio	62
Figura 2.14 Circuito equivalente del modelo clásico de un generador en estado transitorio ...	62

Figura 3.1 Modelo de máquina conectada a barra infinita	67
Figura 3.2 Ángulo de rotor para distintos modelos de la máquina sincrónica.....	67
Figura 3.3 Ángulo del rotor para la primera (izquierda) y segunda oscilación (derecha)	68
Figura 3.4 Tensión en terminales para distintos modelos de la máquina	68
Figura 3.5 Formación del equivalente REI a partir de barras activas	73
Figura 3.6 Circuito equivalente de REI	76
Figura 3.7 Formación de un generador equivalente a partir de los grupos coherentes.....	76
Figura 3.8 Agregación mecánica de máquinas coherentes	77
Figura 3.9 Modelo de dos ejes para la máquina sincrónica	80
Figura 3.10 Definición de los ejes de referencia	81
Figura 3.11 Diagrama completo del proceso de reducción dinámica.....	86
Figura 3.12 Diagrama de identificación de coherencia.	87
Figura 3.13 Diagrama de agregación dinámica	88
Figura 4.1 Sistema de prueba de dos áreas	90
Figura 4.2 Sistema externo a reducir	96
Figura 4.3 Equivalente REI del sistema externo a reducir	97
Figura 4.4 Representación del sistema externo para la reducción estática	100

Figura 4.5 Equivalente de Ward del sistema externo	100
Figura 4.6 Velocidad de rotor en máquinas del sistema original y reducido.....	102
Figura 4.7 Comparación magnitud de tensión en sistema interno, original y reducido	103
Figura 4.8 Comparación ángulo de tensión en sistema interno, original y reducido.....	104
Figura 4.9 Unilineal simplificado sistema original.....	108
Figura 4.10 Unilineal simplificado sistema reducido	111
Figura 4.11 Comparación de magnitud de tensión y ángulo en barra Collahuasi 23kV, entres sistema original(verde) y Reducido(rojo)	113
Figura 4.12Comparación de magnitud de tensión y ángulo en Radomiro Tomic 220kV, entres sistema original(verde) y Reducido(rojo)	114
Figura 4.13 Comparación de magnitud de tensión y ángulo en Spence 220kV, entres sistema original(verde) y Reducido(rojo)	114
Figura 4.14 Comparación de magnitud de tensión y ángulo en Tarapacá 220kV, entres sistema original(verde) y Reducido(rojo)	115
Figura 4.15 Comparación de magnitud de tensión y ángulo en Nueva Victoria 220kV, entres sistema original(verde) y Reducido(rojo)	115
Figura 4.16 Comparación de magnitud de tensión y ángulo en Collahuasi 23kV, entres sistema original(verde) y Reducido(rojo)	116

Figura 4.17 Comparación de magnitud de tensión y ángulo en Radomiro Tomic 220kV, entre sistema original(verde) y Reducido(rojo)	117
Figura 4.18 Comparación de magnitud de tensión y ángulo en Spence 220kV, entre sistema original(verde) y Reducido(rojo)	117
Figura 4.19 de magnitud de tensión y ángulo en Tarapacá 220kV, , entre sistema original(verde) y Reducido(rojo)	118
Figura 4.20 de magnitud de tensión y ángulo en Nueva Victoria 220kV, entre sistema original(verde) y Reducido(rojo)	118
Figura 4.21 Comparación de magnitud de tensión y ángulo en Collahuasi 23kV, entre sistema original (verde) y reducido (rojo)	119
Figura 4.22 Comparación de magnitud de tensión y ángulo en Radomiro Tomic 220kV, entre sistema original(verde) y Reducido(rojo)	120
Figura 4.23 Comparación de magnitud de tensión y ángulo en Spence 220kV, entre sistema original(verde) y Reducido(rojo)	120
Figura 4.24 Comparación de magnitud de tensión y ángulo en Tarapacá 220, entre sistema original(verde) y Reducido(rojo)	121
Figura 4.25 Comparación de magnitud de tensión y ángulo en Nueva Victoria 220, entre sistema original(verde) y Reducido(rojo)	121
Figura 4.26 Características del modelado de carga del SING	123

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1 Comparación de enfoques de metodologías de reducción[37]	32
Tabla 3.1 Parámetros de la máquina sincrónica	66
Tabla 3.2 Parámetros de la línea de transmisión	66
Tabla 3.3 Parámetros del transformador.....	66
Tabla 4.1 Modos oscilatorios del sistema de pruebas.....	91
Tabla 4.2 Factores de participación para $r=2$	92
Tabla 4.3 Vectores propios derechos para $r= 2$	93
Tabla 4.4 Matriz de cosenos directores para $r = 2$	93
Tabla 4.5 Factores de participación para $r=3$	94
Tabla 4.6 Vectores propios derechos para $r = 3$	94
Tabla 4.7 Matriz de cosenos directores para $r = 3$	95
Tabla 4.8 Condición inicial en estado estable.....	96
Tabla 4.9 Parámetros del equivalente REI.....	98
Tabla 4.10 Parámetros de la máquina equivalente	99
Tabla 4.11 Grupos de máquinas coherentes para $r = 8$	106

Tabla 4.12 Grupos coherentes	107
Tabla 4.13 Designación máquinas sistema reducido	109
Tabla 4.14 Comparativa general sistema original y reducido	110

CAPÍTULO 1 INTRODUCCIÓN

1.1 Descripción general del problema

Para el proceso de planificación y operación de sistemas eléctricos de potencia se hace imperativa la realización de estudios eléctricos tales como: cálculos de flujos de carga, estudios de cortocircuitos y estudios de estabilidad transitoria, entre otros. Mediante dichos estudios se busca verificar el cumplimiento de los estándares y normas de desempeño del sistema bajo condiciones de estado estable y contingencia.

Es habitual realizar estos estudios mediante paquetes de simulación a través de los cuales las ecuaciones algebraicas y diferenciales del sistema son resueltas mediante métodos numéricos. Si se considera el gran tamaño, la no-linealidad y el nivel de detalle de los sistemas de potencia actuales, se obtiene como resultado modelos de comportamiento sumamente complejo.

En Chile los centros de despacho de carga (CDECs) mantienen bases de datos completas de los dos sistemas de potencia más importantes, SIC y SING. Dichas bases de datos son permanentemente actualizadas con datos recientes de la red eléctrica y sistemas de generación. Estas bases son muy completas y el nivel de detalle contenido en ellas hace extremadamente laborioso el desarrollo de estudios eléctricos de planificación u operación. Adicionalmente, se requiere de una gran cantidad de simulaciones para llegar a resultados confiables pues se deben cubrir diversos escenarios de demandas e hidrologías, lo que conlleva una gran cantidad de tiempo y recursos computacionales.

1.2 Motivación

En Chile existen cuatro sistemas eléctricos desde norte a sur: el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING); el Sistema Interconectado Central (SIC), donde vive el 92,3% de los habitantes de Chile; el Sistema de Aysén y el Sistema de Magallanes.

El SING, después del SIC es el segundo en tamaño. Este sistema abastece principalmente la actividad minera en la Región, de hecho, el consumo residencial del sistema representa aproximadamente solo un 10% de la demanda total.

El SING, como sistema interconectado, debe cumplir con las exigencias de suficiencia y seguridad según las normativas vigentes. Si bien estos conceptos tratan problemáticas diferentes, en parte, la suficiencia del sistema está sujeta a la seguridad de éste. Es importante estudiar los fenómenos de estabilidad como componente esencial del análisis de la seguridad del sistema, tanto en la etapa de planificación como en la operación.

La inclusión de nuevas tecnologías de transmisión, como lo son: enlaces HVDC, equipos FACTS, entre otros en la planificación y operación del sistema de transmisión, trae consigo la necesidad de realizar múltiples estudios de estabilidad. Los dispositivos FACTS y las soluciones HVDC han mostrado un potencial real de aplicación, como lo muestra el proyecto SVC/STATCOM que permitió incrementar las transferencias por el corredor de 500kV en el SIC [1]. Estos dispositivos usan electrónica de potencia, control digital y requieren de estudios eléctricos para su adecuada integración al sistema eléctrico.

Analizar los fenómenos de estabilidad compromete gran cantidad de tiempo y recursos computacionales, motivo por lo que resulta onerosa la ejecución de estudios de estabilidad para el sistema completo en detalle, razón por la que se plantea realizar una reducción de éste obteniendo así un modelo de orden reducido y que mantenga las características dinámicas de la red. Un equivalente dinámico permitirá efectuar estudios eléctricos en menor tiempo y sin comprometer la precisión.

Los estudios de estabilidad transitoria resultan fundamentales para determinar la naturaleza de las medidas correctivas necesarias que permitan mitigar los efectos negativos en el comportamiento del sistema, causados por la ocurrencia de perturbaciones durante la operación del mismo. La inestabilidad en un sistema eléctrico de potencia, producida por una gran perturbación, se produce en la mayoría de los casos en la primera oscilación generalmente por la falta de torque sincronizante. El estudio de la estabilidad transitoria de primera oscilación cubrirá la mayor parte de los casos de inestabilidad.

Históricamente las cargas son los componentes más olvidados de los sistemas eléctricos de potencia, aún cuando son estas las que determinan la transferencia de potencia entre los diferentes puntos de la red y a que los resultados del análisis de los sistemas de potencia dependen de la dinámica de estas, es decir de su dependencia temporal de la tensión y la frecuencia.

Dadas las motivaciones anteriores nacen los objetivos del presente trabajo, que son desglosados en la siguiente sección.

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo General

El objetivo general de este trabajo es implementar una metodología de reducción de redes eléctricas para estudios de estabilidad transitoria, que permita reducir el tiempo de ejecución de dichos estudios, sin comprometer la precisión. Esta metodología estará basada en la teoría de reducción de redes eléctricas para estudios dinámicos presente en la literatura y será aplicada al SING, para realizar análisis de estabilidad transitoria de primera oscilación en casos de estudio de interés.

1.3.2 Objetivos Específicos

Los objetivos específicos de este trabajo son propuestos a continuación:

- Evaluación de técnicas de reducción de redes eléctricas según grado de precisión y tiempo de respuesta, obteniendo una metodología de reducción.
- Implementación de la metodología de reducción obtenida en un modelo del SING del software *DigSilent Power Factory*.
- Evaluación de la inclusión del modelado dinámico de las cargas en el proceso de reducción.
- Realización de estudios de estabilidad transitoria en el SING.

1.4 Alcances

En el presente trabajo, en primera instancia, se realiza una revisión de los métodos de reducción de redes eléctricas de corriente alterna para estudios de fenómenos dinámicos. Como resultado de esta revisión, se escogerá un método que permita reducir los recursos computacionales utilizados y por ende el tiempo de ejecución, de los estudios dinámicos. Esta metodología estará basada en la teoría de reducción de redes eléctricas para estudios dinámicos

presente en la literatura y será aplicada al SING, para realizar posteriores análisis de estabilidad en este sistema.

Dentro de los estudios dinámicos existentes, este trabajo se enfoca en los estudios de estabilidad transitoria. El interés de realizar estudios de estabilidad transitoria es determinar cómo influyen las perturbaciones, en el sistema de transmisión, sobre el sincronismo de las unidades generadoras.

Más específicamente, en este trabajo se estudiará solo la estabilidad transitoria de primera oscilación lo que trae como implicancia la omisión de los sistemas de control de las unidades generadoras. Esta implicancia se justifica en el hecho de que en la mayoría de los casos, de existir pérdida de sincronismo, esta se puede apreciar en los primeros instantes luego de ocurrida la perturbación. Por otro lado, las respuestas de los controladores de los dispositivos FACTS y los enlaces HVDC son muy rápidas en comparación a la actuación de los sistemas de control de las unidades generadoras, por lo que la omisión de estos sistemas de control no afectará mayormente la eventual sintonización de estos controladores rápidos.

La técnica utilizada estará basada en la identificación de máquinas coherentes, realizada sobre el modelo del sistema linealizado, mediante el análisis de la estructura propia del sistema (análisis modal).

La metodología escogida se implementará en el software DigSILENT Power Factory. En particular será aplicada a una base de datos pública del SING en DigSILENT Power Factory para así realizar estudios de estabilidad transitoria.

1.5 Descripción general de capítulos

El presente trabajo de título, se desarrolla en 5 capítulos los que serán descritos a continuación.

El capítulo 1, denominado introducción, incluye la descripción general del problema a desarrollar, los objetivos general y específicos, las motivaciones que incentivan la necesidad de contar con un equivalente reducido, los alcances y la descripción general de la estructura del presente documento.

El capítulo 2, denominado revisión bibliográfica, comienza presentando el desarrollo histórico de equivalentes reducidos para estudios de estabilidad, destacando los hitos más relevantes. Se formaliza el concepto de estabilidad y se sitúa el problema tratado en el presente documento

dentro de los estudios de estabilidad en sistemas de potencia. Finalmente se presentan los antecedentes teóricos necesarios para escoger y luego desarrollar una metodología que permita llevar a cabo la reducción dinámica de un sistema eléctrico.

En el capítulo 3, denominado implementación de la metodología, se presentan los requerimientos del modelo equivalente que se desea obtener. Luego, se presenta el método escogido para cada uno de los pasos de la metodología con su respectiva justificación. Finalmente se presenta la descripción y formalización de la metodología a implementar.

El capítulo 4, denominado aplicación de la metodología, comienza con una validación de la metodología propuesta, donde se detalla paso a paso la resolución de la metodología. Luego se realiza una descripción del caso de estudio y se presentan los resultados de aplicar la metodología a un caso de demanda específico del SING.

En el capítulo 5, denominado conclusiones y recomendaciones, se presentan las conclusiones obtenidas y las propuestas de trabajos futuro, que tienen como objetivo marcar la pauta con que se puede continuar el desarrollo del presente trabajo

Por último se presentan, la bibliografía en donde se desglosan los documentos considerados en el desarrollo del presente trabajo y los anexos, que incluyen mayor detalle de las características de los sistemas estudiados.

CAPÍTULO 2 REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA

En el presente capítulo se expone un desarrollo histórico de equivalentes reducidos para estudios de estabilidad transitoria, destacando los hitos más relevantes.

Además, se presentan todos los antecedentes teóricos necesario para la implementación de una metodología, que permita llevar a cabo la reducción dinámica del sistema en estudio.

2.1 Introducción a los equivalentes reducidos: desarrollo histórico

En sus inicios, los estudios de estabilidad transitoria se desarrollaron utilizando el modelo clásico de la máquina síncrona, modelando únicamente la dinámica del rotor. Luego, en las décadas pasadas, se desarrollaron modelos de máquinas síncronas acabados, prestando una mayor importancia a los fenómenos dinámicos de interés.

A pesar de aquello, actualmente el interés apunta a simplificar dichos modelos. Los siguientes motivos justifican este interés:

- Modelos completos de sistemas complejos implican la resolución de un gran número de ecuaciones diferenciales no-lineales. En particular, la descripción completa de un sistema eléctrico de potencia puede implicar cientos de ecuaciones no-lineales. Esto envuelve una dificultad para entender las interacciones dinámicas acontecidas en el sistema, además de un elevado costo de recursos computacionales.
- Si bien en el presente trabajo no se consideran los controladores de las máquinas, cabe destacar que los estudios de los controladores son considerablemente más sencillos y eficientes al realizarse sobre modelos de orden reducido o equivalentes. Esto toma importancia en los sistemas eléctricos de potencia debido a la gran cantidad de generadores y controladores presentes en el.

Lo anterior representa una ventaja para utilizar modelos reducidos. No obstante, la elección de un modelo adecuado no es una decisión trivial. El modelo reducido deberá representar de manera fiel la respuesta dinámica del sistema original y debe considerar un método que permita cuantificar la precisión.

Uno de los primeros modelos de orden reducido de un sistema eléctrico de potencia es el propuesto en 1969 por Brown et al [2]. Método basado en su trabajo previo [3], utiliza un conjunto de factores mediante los cuales se obtienen generadores y cargas equivalentes para el área externa al estudio, conservando íntegramente el área de estudio. Al tratarse de un método basado en la heurística y considerando el limitado desarrollo computacional en ese entonces, este método entregaba resultados inexactos y poco confiables. Otro problema de este modelo es que no considera la forma de la oscilación a la hora de realizar la agrupación.

De la década de los 70 datan los primeros artículos sobre equivalentes modales, denominados equivalentes electromecánicos [4]. El sistema eléctrico de potencia se divide en tres: el sistema en estudio; el sistema adyacente a este y el resto del sistema. Elangovan y Kuppurajulu, en 1970, publicaron un método basado en el análisis modal [5]. Este método se apoyó en la simplificación de sistemas lineales de Davison [6]. La respuesta transitoria del sistema es representada mediante dos modelos reducidos distintos, uno donde prevalece la respuesta lenta y el otro donde prevalece la respuesta rápida. Este método requiere la previa obtención de la linealización de las ecuaciones del sistema entorno a un punto de equilibrio de interés y el uso del conocimiento previamente obtenido del comportamiento de las variables de estado del sistema en el tiempo para obtener el modelo reducido. Implica un dificultoso trabajo pero, por otro lado, se obtiene respuestas satisfactorias del comportamiento del sistema.

Durante el mismo año, Chang y Adibi publicaron un método basado en el análisis de coherencia [7]. Este método usa el modelo clásico de la máquina síncrona y el modelo de admitancias constantes para las cargas. El sistema es dividido en el sistema en estudio y el sistema externo. El objetivo principal del método es encontrar generadores que oscilan juntos o de manera coherente y agruparlos. Se retienen los nodos que pertenecen al sistema en estudio y al generador de referencia de cada grupo de generadores coherentes, el resto de los nodos, tanto de generación como de carga, son eliminados mediante manejo algebraico. Un inconveniente de este método es que las nuevas variables de estado no corresponden a variables reales del sistema, por lo que no es posible el algoritmo como parte de un programa de estabilidad convencional, haciéndose necesario cambiar el programa de estabilidad para aplicar al equivalente reducido.

En 1971, Undrill y Turner [4] presentaron una metodología para la linealización de las ecuaciones algebraicas y diferenciales del sub-sistema externo. Posteriormente se realiza la reducción de estas ecuaciones, tanto de generadores como de controladores. El criterio de reducción modal presentado se basa en la inspección de valores propios, eliminando los de mayor valor.

Unos años más tarde, en 1973, Lee y Shweppe plantearon un método basado en reconocimiento de patrones [8]. Se utilizan los conceptos de distancia eléctrica, basado en las admitancias de la red y una distancia de reflexión que se diseña para medir los efectos dinámicos de un generador sobre la estabilidad del sistema en estudio. La metodología busca obtener un conjunto de generadores agrupados en tres círculos concéntricos: máquinas severamente

afectadas; máquinas menos afectadas y máquinas levemente afectadas, ante una falla. Las dos distancias mencionadas se utilizan para el cálculo de una serie de medidas de coherencia que determinarán los respectivos grupos de generadores coherentes. Este algoritmo es aún de tipo heurístico, pero su importancia redundante en el uso de medidas de distancias electromecánicas para utilizar equivalentes dinámicos.

En 1975, Van Ness et al [9] propone otro método basado en análisis modal. Se realiza la linealización de las ecuaciones del sistema original. El modelo de orden reducido se obtiene seleccionando los modos más dominantes, es decir, los modos cercanos al origen del plano complejo. Minimizando la diferencia entre los vectores propios del modelo original y del modelo reducido se puede mejorar la exactitud del modelo. Este modelo se ideó para aplicaciones en sintonización y diseño de las unidades de control de la máquina síncrona bajo pequeñas perturbaciones. No tuvo aplicaciones para la agrupación de generadores coherentes en la reducción de orden de un sistema eléctrico de potencia.

El mismo año, De Mello et al [10] propuso una metodología innovadora para el desarrollo de equivalentes dinámicos. Esta metodología permite utilizar estos equivalentes directamente en los programas de estabilidad transitoria, sin pérdida de precisión. La diferencia de este método con los anteriores es la forma en que se resuelve el problema de la agregación dinámica. Esto se realiza mediante un método empírico, donde se calculan los parámetros del modelo equivalente según medias ponderadas.

En los trabajos de Padmore-Germond [11] y Padmore [12], publicados en 1977 y 1978 respectivamente, se propone un método de simulación lineal en el dominio del tiempo, fundamentado en el concepto de coherencia. Este método se basa en el recorrido angular máximo entre generadores en régimen transitorio, utilizando curvas de oscilación obtenidas de una manera simplificada para identificar los grupos coherentes de generadores. El método requiere del almacenamiento y la comparación de las curvas obtenidas del modelo linealizado, para diferentes ubicaciones en el sistema de la falla. Esto último implica una desventaja debido a la cantidad de memoria y tiempo utilizados en procesar esta información. Al igual que los otros métodos, el sistema se separa en un subsistema en estudio y el subsistema externo, obteniéndose un equivalente sólo para generadores presentes en el subsistema externo. Destaca además que este método no tiene la necesidad de utilizar estudios previos de estabilidad.

En 1979, Pai y Adgoankar [13] propusieron una técnica de identificación que mejora la desventaja del método anterior. Esta técnica utiliza un modelo lineal del sistema. Las ecuaciones diferenciales linealizadas se dividen en dos ecuaciones matriciales, una para el periodo de falla y la otra para el periodo post-falla. Usando la solución de las ecuaciones del sistema post-falla se calcula un conjunto de medidas de coherencia mediante las cuales es posible determinar grupos de generadores coherentes en el sistema externo. Este método, a diferencia del anterior, no realiza comparación ni almacenamiento de las curvas de oscilación para distintas ubicaciones de la falla. En cambio se usa el conjunto de medidas de coherencia previamente mencionadas y un criterio de coherencia (tolerancia de la diferencia angular).

Existen diversas otras técnicas para llevar a cabo la identificación de generadores coherentes. Se destacan algunos métodos que emplean el enfoque de la función de Liapunov [14], que utilizan la relación de cambio de energía cinética de generadores durante la falla [15], que usan el método de respuesta en frecuencia para modelos linealizados en sistemas de potencia [16] y los que emplean equivalentes dinámicos estimados mediante el uso exclusivo de la información del sub-sistema en estudio[17]. Todos ellos tienen en común su escasa aplicación práctica debido a su elevada complejidad.

En nuestros días se estudian aplicaciones de redes neuronales para resolver el problema de reducción dinámica. Uno de los primeros acercamientos a este tipo de aplicaciones es el planteado en 1992 por Djukanovic et al[18]. En este trabajo se presentan técnicas para identificar generadores coherentes mediante el uso de redes neuronales artificiales. La identificación se basa en el concepto de reconocimiento de modelo adaptable y cuatro rasgos que se consideran centrales al fenómeno de coherencia. El algoritmo se basa en una caracterización algebraica de equivalentes globales que utilizan una matriz de rotación de sincronización ponderada de inercia.

Existe después una serie de trabajos que siguen la misma línea del anterior, dentro de los cuales destacan: en 1999 un método para estimar los parámetros del equivalente dinámico del sistema desde las características transitorias del generador local[19], que obtuvo resultados con aceptable exactitud; en el 2001, como continuación al trabajo anterior se publicó un método que utiliza el algoritmo *back-propagation* la función de base radial para estimar los parámetros desconocidos del equivalente dinámico[20]. Recibe como entrada para entrenar las redes neuronales las características transitorias del generador en estudio. Se obtienen resultados de extrema precisión para la función de base radial, mientras que no se obtienen estimaciones muy satisfactorias para el algoritmo de *back-propagation* por último, en 2006 se publica una investigación que, al igual que las anteriores, apunta a la simulación de sistemas de potencia utilizando la técnica de identificación de coherencia para reducir el tiempo de estudio de estabilidad transitoria. En este trabajo, los generadores equivalentes son reemplazados por muchas redes neuronales artificiales diseñadas en el mismo[21]. Los resultados validan el trabajo planteado debido a que se obtienen mejoras de exactitud en el modelo equivalente reducido de gran escala y, por otro lado, se producen considerables ahorros de tiempos de resolución y asignación de memoria.

Existen dos trabajos, en el medio nacional, antecesores al presente trabajo. El año 2010, Felipe Pacheco presentó su trabajo denominado “Reducción de Redes Eléctricas para Estudios de Estabilidad Transitoria” [22]. En este trabajo se realiza una investigación de los métodos existentes en el proceso de reducción de sistemas eléctricos para estudios de estabilidad transitoria. Se desarrolla de manera acabada la relacionada con la identificación de generadores coherentes a través de la simulación en el dominio del tiempo y la formación del equivalente de estos generadores usando el método del circuito equivalente de la reducción de la red se realiza empleando eliminación Gaussiana. Los resultados de este trabajo muestran gran precisión tanto en la identificación de los grupos de generadores coherentes como en la formación del equivalente reducido. Un año más tarde, el 2011, Patricio Reyes, presentó su trabajo denominado “Reducción del SIC para estudios de estabilidad transitoria de primera oscilación”[23], en donde

se aplica la metodología planteada en [22] al Sistema Interconectado Central. Los resultados muestran gran precisión en la respuesta dinámica del sistema reducido, ante grandes perturbaciones. Ambos trabajos son antecedentes importantes para el desarrollo del presente trabajo.

2.2 Estabilidad de Sistemas de Potencia

Cuando se habla de estabilidad de un sistema dinámico se está haciendo referencia a la propiedad que le permite permanecer en un estado de equilibrio en condiciones normales o bien, cambiar a un estado nuevo estado de equilibrio después de haber sido sometido a una perturbación [24,25].

Un sistema de potencia se dice que está funcionando en un estado estable si permanece funcionando en un estado operativo de régimen aceptable (las variables eléctricas del sistema (tensiones, corrientes, etc.) se mantienen constantes al pasar el tiempo y dentro de un rango de valores aceptables) o cuando es perturbado desde un estado operativo de régimen aceptable es capaz de retornar en un tiempo aceptable a un estado operativo de régimen aceptable

El problema de estabilidad en sistemas eléctricos de potencia consiste en mantener las máquinas del sistema operando en sincronía ante cualquier perturbación. Este problema es complejo dado que puede aparecer de variadas formas y puede verse influenciado por una amplia gama de factores, dentro de los cuales se destacan:

- La magnitud de la perturbación. Esta da origen a los conceptos de estabilidad de pequeña y de gran perturbación, términos que se definen formalmente en la siguiente sección.
- Los dispositivos, procesos e intervalos de tiempo que deberán ser considerados para determinar la condición de estabilidad, dando origen a los conceptos de estabilidad de largo plazo y de corto plazo, términos que se definirán formalmente en la siguiente sección.

En la Figura 2.1 se muestra una clasificación de estabilidad propuesta en [24] de un sistema eléctrico de potencia.

En las secciones siguientes se detallan las características generales de las definiciones presentadas en la clasificación anterior.

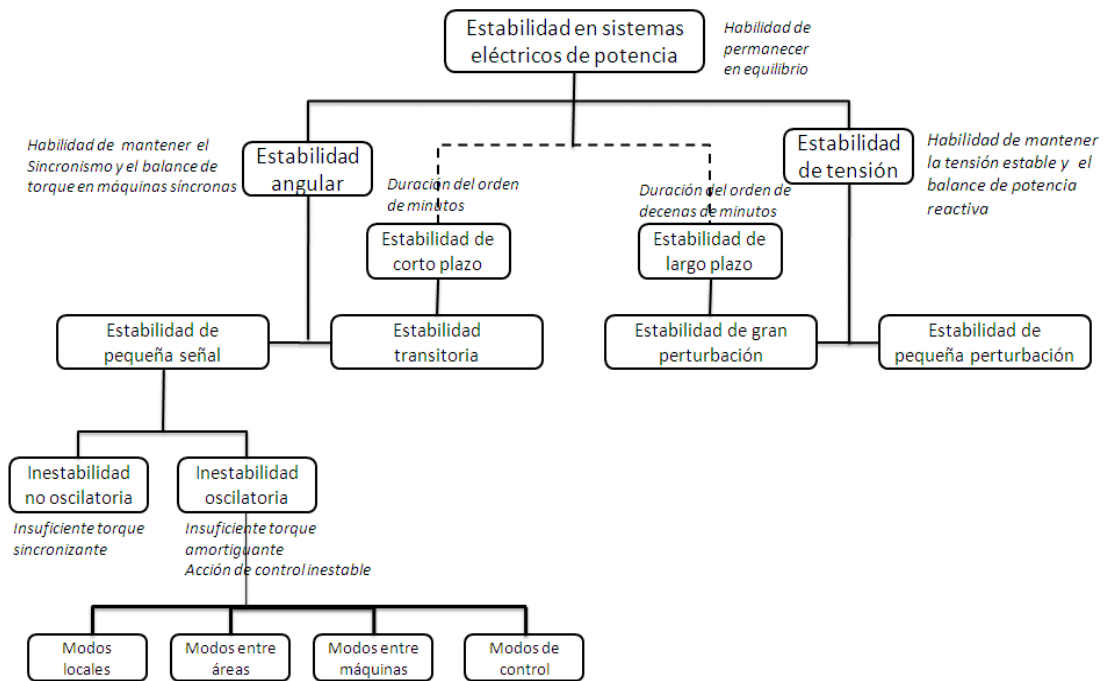


Figura 2.1 Clasificación de estabilidad

2.2.1 Estabilidad angular

El concepto de estabilidad angular se refiere a la habilidad que tiene un sistema para permanecer en sincronismo luego de ocurrida una perturbación. Determinar la condición de estabilidad implica determinar si los ángulos en los generadores se mantienen en valores inferiores a los 90° después de haber sido sometido a una perturbación.

En condiciones de operación normal, el sistema se encuentra operando en un punto de equilibrio, donde el torque mecánico coincide con el torque electromagnético en todas las máquinas. Si el sistema es perturbado, los rotores de las máquinas se aceleran o desaceleran provocando una diferencia angular entre las máquinas en el sistema eléctrico, debido a que algunas de ellas girarán con distintas velocidades. [24,26]

A modo de ejemplo, en la Figura 2.2 se presenta la relación entre el ángulo δ y la potencia P en una máquina síncrona.

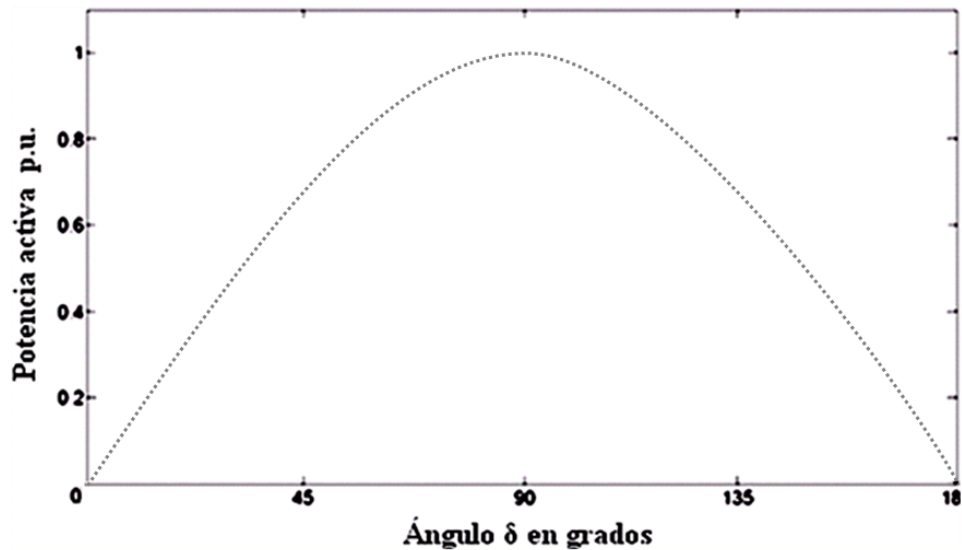


Figura 2.2 Característica P- δ de una máquina síncrona

Según sea el punto de operación sobre las curvas P- δ , un incremento angular puede ocasionar un aumento o una disminución de la potencia transferida. En caso que provoque una disminución, se incrementará más aún la separación angular causando inestabilidad.

Siguiendo la clasificación presentada anteriormente en la Figura 2.1, existen dos tipos de estabilidad angular dependiendo del tamaño de la perturbación. Ambos son descritos a continuación.

2.2.1.1 Estabilidad de pequeña señal [27]

La estabilidad angular de pequeña señal o de pequeña perturbación se refiere a la capacidad del sistema para mantener el sincronismo bajo pequeñas perturbaciones. Una perturbación es considerada pequeña si es posible la linealización de las ecuaciones del sistema. Las perturbaciones a considerar son pequeños cambios en cargas y/o en generación, los que se presentan incesablemente en el sistema eléctrico.

La estabilidad angular de pequeña señal depende de dos torques: un torque sincronizante, en fase con la variación angular del rotor, y cuya insuficiencia provocaría inestabilidad no

oscilatoria, y un torque amortiguante, en fase con la variación de velocidad, cuya insuficiencia provocaría inestabilidad oscilatoria. En general, esta última se produce con mayor frecuencia.

Para entender mejor la relación entre estas variables es necesario presentar la ecuación de Newton aplicada al rotor giratorio, la Ecuación del Swing (2.1).

$$K \frac{d^2 \delta}{dt^2} + T_D \omega = P_m - P_e \quad (2.1)$$

Donde:

- K = constante proporcional a la inercia de la máquina
- δ = ángulo del rotor respecto a un eje sincrónico de referencia
- ω = velocidad de la máquina
- P_m = potencia mecánica generada por la turbina
- P_e = potencia eléctrica inyectada por la máquina a la red
- T_D = coeficiente de torque amortiguante

Suponiendo que en el intervalo de estudio no cambia la potencia mecánica y linealizando la ecuación respecto al estado estable previo se tiene:

$$K \frac{d^2 \Delta \delta}{dt^2} + T_p \frac{d(\Delta \delta)}{dt} + T_s \cdot \Delta \delta = 0 \quad (2.2)$$

Donde:

- T_s coeficiente de torque sincronizante

Los problemas de estabilidad angular de pequeña señal pueden ser locales, con oscilaciones de una máquina con respecto al resto del sistema, comúnmente conocidas como modos de oscilación

locales, o pueden ser globales, con oscilaciones de un grupo de máquinas de un área con respecto a otro grupo en otra área, comúnmente conocidas como modos de oscilación entre áreas [28].

En la sección 2.2.2 se explican en mayor detalle las características de los modos de oscilación

2.2.1.2 Estabilidad transitoria o de gran perturbación [24,29,30]

La estabilidad de gran perturbación o transitoria se refiere a la capacidad del sistema para mantener sincronismo ante la ocurrencia de grandes perturbaciones. La respuesta del sistema de potencia ante la ocurrencia de este tipo de perturbaciones muestra grandes recorridos de los ángulos de los rotores de los generadores y es influenciada por la relación no-lineal Potencia - Ángulo.

La estabilidad de un sistema eléctrico de potencia depende en gran medida de la condición inicial de operación, de la severidad de la perturbación y la robustez del sistema en el período de post-falla.

En la Figura 2.3 se presentan los tipos de respuestas angulares del rotor ante grandes perturbaciones.

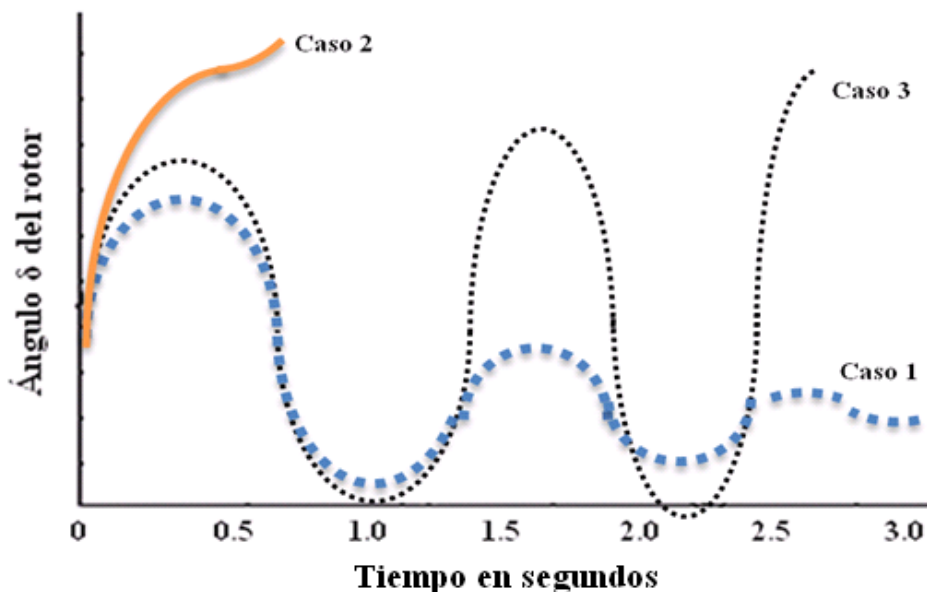


Figura 2.3 Respuesta angular del rotor ante una gran perturbación

El caso 1 se denomina caso estable. El ángulo del rotor se incrementa a un valor máximo, luego decrece y oscila disminuyendo su amplitud hasta alcanzar la convergencia.

En el caso 2, el ángulo del rotor se incrementa continuamente hasta salir de sincronismo. Esta forma de inestabilidad está referida a la primera oscilación (*first-swing*).

La inestabilidad, como consecuencia de una gran perturbación, comúnmente se presenta durante la primera oscilación como una separación aperiódica de los ángulos de los rotores de los generadores, debida principalmente a la escasez de torque sincronizante.

En el caso 3 el sistema es estable en la primera oscilación pero llega a ser inestable como resultado del crecimiento de las oscilaciones según como se acerca al extremo. Esta forma de inestabilidad generalmente ocurre cuando existió una post perturbación de pequeña señal que no se pudo controlar y derivó en la inestabilidad del sistema, y no necesariamente es el resultado de una perturbación transitoria. [30]

Es posible observar en Figura 2.3 que la inestabilidad transitoria puede no ocurrir siempre durante la primera oscilación. Esta no siempre estará asociada con una sola forma o modo de oscilación, pudiendo ser el resultado de la combinación de oscilaciones lentas con oscilaciones rápidas y por ende presentarse después de la primera oscilación. Los modos o formas de oscilación serán explicados en la sección 2.2.2.

La estabilidad transitoria de primera oscilación se estudia normalmente para el periodo comprendido entre 0 y 1 segundo luego de ocurrida la perturbación. Los estudios de estabilidad transitoria abarcan los primeros 3 a 5 segundos después de ocurrida la perturbación, no obstante, para sistemas de grandes dimensiones, con oscilaciones dominantes entre áreas, el tiempo de estudio puede llegar hasta los 10 segundos.

2.2.2 Modos de oscilación en sistemas de potencia [24,31,32]

La frecuencia nominal de operación de un sistema eléctrico de potencia está en los 50 Hz o 60 Hz, dependiendo exclusivamente de los estándares a que estén sujetos la región o el país de origen del sistema.

Cuando ocurren perturbaciones en el sistema se originan oscilaciones indeseadas de potencia, tensión y corriente, las que presentan frecuencias de oscilación diferentes a la nominal. Normalmente estas oscilaciones poseen una frecuencia mucho más baja que la frecuencia nominal del sistema. Típicamente oscilan entre los 0,05Hz y los 3Hz.

Las oscilaciones que pueden causar más daño a un sistema de potencia son las que se encuentran a una frecuencia menor a 1 Hz, debido a que estas oscilaciones pueden no presentar amortiguamiento o incluso pueden tener amortiguamiento negativo, auto-sustentándose y creciendo gradualmente en tamaño hasta alcanzar una amplitud tal que los sistema de potencia no pueden resistir por mucho tiempo[32].

Las frecuencias típicas de oscilación se clasifican en modos de oscilación, a continuación se describen los modos que representan mayor interés en el problema de estabilidad de sistemas de potencia:

Modos entre áreas:

Estas oscilaciones involucran a un grupo de máquinas en un área, las que tienen un comportamiento coherente entre si y oscilan en oposición frente a un grupo de generadores en otra área del sistema. La Figura 2.4 ejemplifica esquemáticamente la configuración del sistema. Esta es una indicación de división del sistema para efectos de reducirlo. Las distintas áreas están interconectadas por una línea de transmisión que constituye un enlace débil. La frecuencia de este tipo de oscilaciones está entre 0.2 y 0.7Hz.

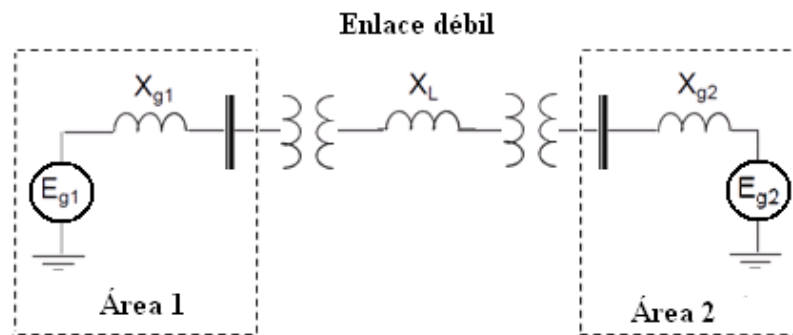


Figura 2.4 Oscilaciones entre áreas

Modos locales:

Estas oscilaciones involucran una máquina oscilando contra las restantes de la misma área. El término local se utiliza debido a que las oscilaciones están localizadas en una máquina en una pequeña parte del sistema. La Figura 2.5 ejemplifica esquemáticamente la configuración del sistema. Estas oscilaciones se sitúan entre los 0.8 y 1.8 Hz.

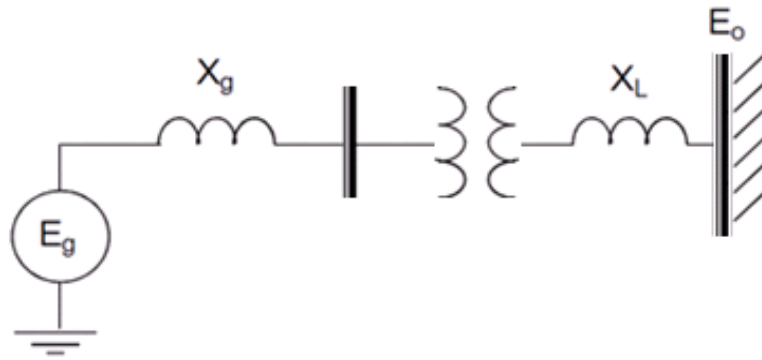


Figura 2.5 Oscilaciones locales

Modos entre máquinas:

Estas oscilaciones ocurren cuando las unidades de una central eléctrica oscilan una contra la otra. Su rango de frecuencias está entre 1.5 y 3Hz. Estas oscilaciones son una consecuencia de las interacciones de los controladores de las unidades y no de los límites de estabilidad de la transferencia de potencia. En esta clasificación también puede incluirse las oscilaciones entre centrales de generación muy cercanas.

Modos de control:

Corresponden a inestabilidades generadas en los propios controladores, tales como reguladores de tensión, reguladores de velocidad y control de tensión en la red. Sus frecuencias de oscilación son mayores de 4 Hz.

Modos de torsión:

Corresponden a inestabilidades generadas por interacción de elementos de potencia de la red (compensadores en serie), o elementos de control de la red (controles de sistemas HVDC) con los modos naturales (mecánicos de las turbinas). Su rango de frecuencias está entre 10 y 46 Hz.

2.2.2.1 Análisis Modal[33] [34]

La principal herramienta para analizar el comportamiento oscilatorio de los Sistemas Eléctricos de Potencia son los estudios de estabilidad de pequeña señal. Estos estudian la respuesta del sistema cuando está sujeto a pequeñas perturbaciones.

Dado que este tipo de perturbaciones ocurren frecuentemente, verificar que el sistema en estudio presente un buen amortiguamiento es fundamental para la adecuada operación.

Los estudios de oscilaciones electromecánicas pueden ser abordados de dos maneras dependientes [24][35]:

- El análisis modal: Estudia las oscilaciones por medio del análisis de los modos de oscilación del sistema.
- La identificación modal: Obtiene o identifica los modos a partir de la respuesta transitoria del sistema ante diferentes perturbaciones.

Estos dos métodos son procedimientos complementarios, ya que la identificación modal constituye la principal herramienta para verificar los resultados del análisis modal.

El análisis modal, es una herramienta matemática usada para analizar la estabilidad de pequeña señal de un sistema eléctrico de potencia. Es una técnica que se puede clasificar dentro de los métodos de análisis de sistemas dinámicos pero no corresponde a simulaciones en el tiempo. Se basa en la linealización del modelo no lineal del sistema alrededor de un punto de equilibrio, representado por una condición de estado estable en la operación del sistema.

Teniendo el modelo linealizado, se analiza el amortiguamiento de las oscilaciones con base en los modos naturales del sistema (valores propios).

Este método se emplea para determinar las áreas más débiles del sistema, o áreas separadas por las impedancias de mayor magnitud y para obtener información con respecto al aporte de cada uno de los mecanismos en la inestabilidad, por medio del cálculo de factores de participación. Los factores de participación dan cuenta de la influencia de una determinada variable en un determinado modo.

2.2.2.1.1 Análisis matemático

El comportamiento dinámico de un sistema eléctrico de potencia puede ser descrito por un conjunto de n ecuaciones no lineales de primer orden, como se explica a continuación:

Ecuaciones de estado

$$\frac{\delta x_i(t)}{\delta t} = \dot{x}_i(t) = f_i(x_1(t), x_2(t), \dots, x_n(t), u_1(t), u_2(t), \dots, u_r(t)) \quad (2.3)$$

Donde:

- $i = 1, 2, \dots, n$.
- $r =$ número de entradas.
- $n =$ número de variables de estado.

En notación vectorial:

$$\dot{x} = f(x, u) \quad (2.4)$$

Donde:

- $x =$ vector de estado.
- $x_i =$ variables de estado.
- $u =$ vector de entradas o de control.

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

Las variables de estado pueden ser cantidades físicas tales como: ángulos, velocidades, tensiones, o abstracciones matemáticas asociadas con las ecuaciones diferenciales que describen el comportamiento dinámico del sistema.

Ecuaciones de salida

En general es de interés observar algunas variables de salida. Estas se suelen expresar en función de las variables de estado y de las entradas.

Las ecuaciones de salida se expresan, de manera vectorial, como:

$$\mathbf{y} = \mathbf{g}(\mathbf{x}, \mathbf{u}) \quad (2.5)$$

Donde:

- \mathbf{y} = vector de variables de salida
- \mathbf{g} = vector de funciones no lineales

$$\mathbf{y} = \begin{pmatrix} y_1 \\ y_2 \\ \vdots \\ y_m \end{pmatrix} \quad \mathbf{g} = \begin{pmatrix} g_1 \\ g_2 \\ \vdots \\ g_m \end{pmatrix}$$

- m = número de salidas

El conjunto de las n ecuaciones de estado y las m ecuaciones de salida forman las ecuaciones dinámicas. Las n variables de estado y las r entradas del sistema describen el comportamiento del sistema completamente.

Linealización

Resulta efectivo utilizar una aproximación lineal del modelo en un punto singular (o de equilibrio), debido a que al pasar de un modelo no lineal a uno lineal se reduce la complejidad del análisis.

Mediante la linealización se estudia el comportamiento del sistema, en un sólo punto de operación, frente a pequeñas perturbaciones en las variables de estado ($\Delta \mathbf{x}$) y en las entradas del sistema ($\Delta \mathbf{u}$).

De la ecuación (2.4), cuando:

$$\dot{x}_1 = \dot{x}_2 = \dots = \dot{x}_n = 0 \quad (2.6)$$

Se dice que el sistema alcanzó un punto singular de operación alrededor del cual se realiza la linealización, por lo que se puede decir que se conoce el valor inicial de las variables de estado y de las entradas. En dicho punto se tiene:

$$\dot{x} = f(x_o, u_o) = 0 \quad (2.7)$$

Si el sistema inicialmente en equilibrio se perturba, entonces:

$$\begin{aligned} \dot{x} &= \dot{x}_0 + \Delta \dot{x} \\ \dot{x} &= f(\dot{x}_0 + \Delta \dot{x}, u_0 + \Delta u) \end{aligned} \quad (2.8)$$

Dado que se está analizando el comportamiento del sistema frente a una pequeña perturbación, es posible expresar la función $f(x, u)$ en términos de las series de Taylor, despreciando los términos superiores al segundo orden de Δx y Δu .

$$\begin{aligned} \dot{x}_i &= \dot{x}_{i0} + \Delta \dot{x}_i = f_i(x_0 + \Delta x, u_0 + \Delta u) \\ \dot{x}_i &= \dot{x}_{i0} + \Delta \dot{x}_i = f_i(x_0, u_0) + \frac{\delta f_i}{\delta x_1} \Delta x_1 + \dots + \frac{\delta f_i}{\delta x_n} \Delta x_n + \frac{\delta f_i}{\delta u_1} \Delta u_1 + \dots + \frac{\delta f_i}{\delta x_r} \Delta x_r \end{aligned} \quad (2.9)$$

Desarrollando algebraicamente se obtiene la forma linealizada:

$$\Delta \dot{x} = A \Delta x + B \Delta u \quad (2.10)$$

Con:

$$A = \begin{pmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial f_1}{\partial x_n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial f_n}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial f_n}{\partial x_n} \end{pmatrix} \quad B = \begin{pmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial u_1} & \dots & \frac{\partial f_1}{\partial u_r} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial f_n}{\partial u_1} & \dots & \frac{\partial f_n}{\partial u_r} \end{pmatrix}$$

Procediendo de manera análoga para el vector de variables de salida \mathbf{y} , se obtiene:

$$\Delta \mathbf{y} = \mathbf{C} \Delta \mathbf{x} + \mathbf{D} \Delta \mathbf{u} \quad (2.11)$$

Con:

$$\mathbf{C} = \begin{pmatrix} \frac{\partial g_1}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial g_1}{\partial x_n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial g_m}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial g_m}{\partial x_n} \end{pmatrix} \quad \mathbf{D} = \begin{pmatrix} \frac{\partial g_1}{\partial u_1} & \dots & \frac{\partial g_1}{\partial u_r} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial g_m}{\partial u_1} & \dots & \frac{\partial g_m}{\partial u_r} \end{pmatrix}$$

Donde:

- \mathbf{A} = Matriz de estado o planta ($n \times n$).
- \mathbf{B} = Matriz de entrada o control ($n \times r$).
- \mathbf{C} = Matriz de salida ($m \times n$).
- \mathbf{D} = Matriz que contiene la relación entre entradas y salidas ($m \times r$).
- $\Delta \mathbf{x}$ = Vector de estado de dimensión n .
- $\Delta \mathbf{y}$ = Vector de salida de dimensión m .
- $\Delta \mathbf{u}$ = Vector de entrada de dimensión r .

2.2.2.1.2 Valores propios

La estabilidad de pequeña señal se rige por los valores propios de la matriz de estado (A) y los modos naturales de oscilación dependen directamente de estos valores.

Para determinar los valores propios de A se plantea su ecuación característica:

$$\mathbf{det}(A - \lambda I) = \mathbf{0} \quad (2.12)$$

Las n soluciones que satisfacen la ecuación (2.12) se denominan valores propios de la matriz A.

Es de interés mencionar algunas propiedades de los valores propios [24]:

- El número de valores propios es igual al número de estados del sistema.
- Los valores propios representan los modos naturales de oscilación de un sistema físico y caracterizan su respuesta temporal ante una pequeña perturbación.
- Para un sistema estable todos los valores propios tienen parte real negativa.

Valores propios reales

Un valor propio real corresponde a un modo no oscilatorio, así:

- Un valor propio real negativo representa un decaimiento del modo, mientras más grande es la magnitud del modo más rápido decae.
- Un valor propio real positivo representa una inestabilidad aperiódica.

Valores propios complejos

Un valor propio complejo ocurre en pares conjugados y cada par corresponde a un modo de oscilación.

Cada modo de oscilación se representa por un valor propio complejo (λ), donde:

- La parte real (σ) será una medida del amortiguamiento del modo:
 - Una parte real negativa representa una oscilación amortiguada.
 - Una parte real positiva representa una oscilación que incrementa su amplitud.

La parte imaginaria (ω) da una medida de la velocidad angular de la oscilación que el modo representa.

Un valor propio complejo, que representa un modo de oscilación, tiene la forma:

$$\lambda = \sigma \pm j\omega = \zeta \omega_n \pm \omega_n \sqrt{|1 - \zeta|^2} \quad (2.13)$$

Donde:

- ω_n = Frecuencia natural de oscilación.

$$\omega_n = \frac{\sigma}{\zeta} \quad (2.14)$$

- ζ = Porcentaje de disminución de la amplitud de la oscilación del modo, denominado amortiguamiento.

$$\zeta = -\frac{\sigma}{\sqrt{\sigma^2 + \omega^2}} \quad (2.15)$$

En la Figura 2.6 se presenta la respuesta asociada a la naturaleza de cada valor propio.

- Si $\omega = 0, \sigma < 0$, respuesta unidireccional amortiguada.
- Si $\omega \neq 0, \sigma < 0$ respuesta oscilatoria amortiguada.
- Si $\omega \neq 0, \sigma = 0$ respuesta oscilación de amplitud constante.
- Si $\omega \neq 0, \sigma > 0$ respuesta oscilatoria con oscilaciones crecientes sin límite.
- Si $\omega = 0, \sigma > 0$ respuesta unidireccional monótonamente creciente.

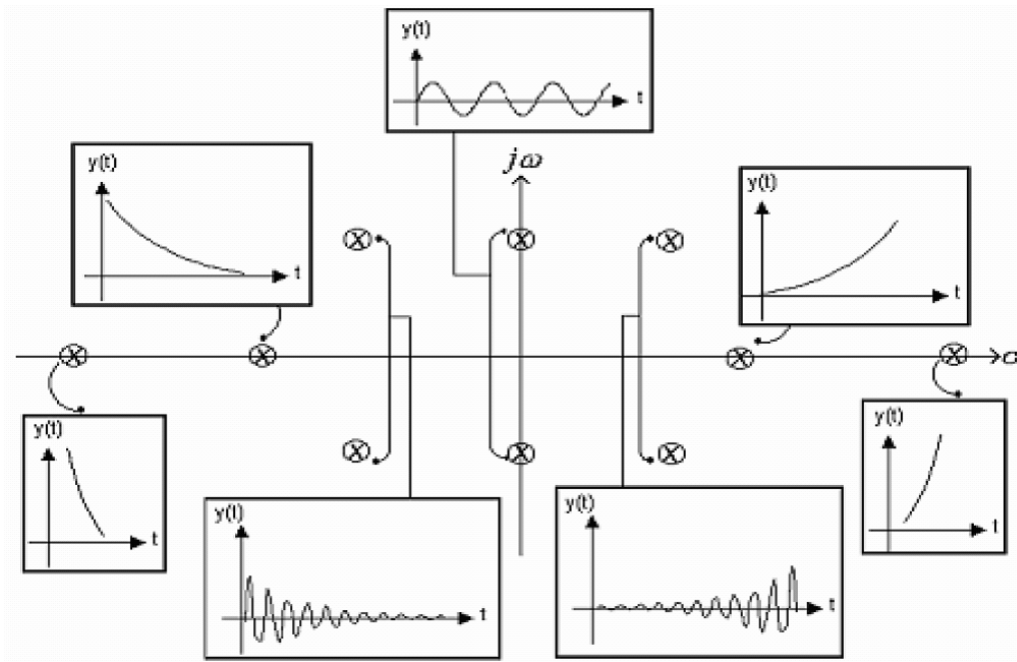


Figura 2.6 Respuesta asociada a la naturaleza de cada valor propio

2.2.2.1.3 Vectores propios

Se denomina vector propio o característico de A , a cualquier vector p_i , diferente de cero, que satisface:

$$(\lambda_i I - A)p_i = 0 \quad (2.16)$$

Por cada valor propio se tendrá un vector propio asociado con un valor propio λ_i .

Vectores propios derechos

Se denomina vector propio derecho de A , asociado con el valor propio λ_i , a cualquier vector columna φ_i que satisfice la ecuación:

$$A \varphi_i = \lambda_i \varphi_i \quad (2.17)$$

Donde:

- $i = 1, 2, \dots, n$.

El k -ésimo elemento de φ_i mide la actividad de la variable de estado x_k en el i -ésimo modo. La magnitud de los elementos de φ_i da cuenta de la actividad de las n variables de estado en el modo i .

Vectores propios izquierdos

Se denomina vector propio izquierdo de A , asociado con el valor propio λ_i , a cualquier vector fila ψ_i que satisfice la ecuación:

$$\psi_i \varphi_i = \lambda_i \psi_i \quad (2.18)$$

Donde:

- $i = 1, 2, \dots, n$.

El k -ésimo elemento de ψ_i da una medida de la contribución de la variable de estado x_k en el i -ésimo modo. El vector propio izquierdo, identifica cual combinación de las variables de estado muestra el modo i -ésimo.

Los vectores propios izquierdos y derechos que pertenecen a diferentes valores propios son ortogonales, es decir, cumplen:

$$\psi_j \varphi_i = 0 \quad (2.19)$$

Los vectores propios izquierdos y derechos que pertenecen al mismo valor propio cumplen con:

$$\psi_i \varphi_i = C_i \quad (C_i \neq 0) \quad (2.20)$$

Donde:

- C_i = constante distinta de cero.

Factores de participación

La utilización de los vectores propios para identificar la relación entre las variables de estado y los modos de oscilación, presenta el inconveniente que los vectores propios dependen de las unidades asociadas a las variables de estado. Como solución a este problema, una matriz llamada la matriz de participación (P), combina los vectores propios derechos e izquierdos, para medir la relación entre las variables de estado y los modos de oscilación.

Se define:

$$P = [P_1 P_2 \dots P_n] \quad (2.21)$$

Donde:

$$P_i = \begin{pmatrix} P_{1i} \\ P_{2i} \\ \vdots \\ P_{ki} \\ \vdots \\ P_{ni} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \psi_{1i} \varphi_{i1} \\ \psi_{2i} \varphi_{i2} \\ \vdots \\ \psi_{ki} \varphi_{ik} \\ \vdots \\ \psi_{ni} \varphi_{in} \end{pmatrix}$$

- $i = 1, 2, \dots, n$.
- φ_{ki} es la k-ésima entrada del vector propio derecho φ_i .
- ψ_{ik} es la k-ésima entrada del vector propio izquierdo ψ_i .

Al elemento p_{ki} se le denomina factor de participación y determina la participación relativa de la k -ésima variable de estado en el i -ésimo modo de oscilación. El factor de participación p_{ki} mide la contribución conjunta de los elementos ψ_{ik} y φ_{ki} sobre el i -ésimo modo de oscilación. La suma de los factores de participación asociado a un modo o variable de estado es igual a 1.

Por último, el factor de participación se puede determinar usando:

$$p_{ki} = \frac{\partial \lambda_i}{\partial a_{kk}} \quad (2.22)$$

Donde:

- a_{kk} es el k -ésimo elemento de la diagonal de la matriz de estado (A).

2.2.2.1.4 Identificación de los modos electromecánicos

La identificación de los modos de oscilación presentes en el sistema se puede llevar a cabo utilizando la matriz P, dichos modos de oscilación se pueden clasificar en dos grupos, modos electromecánicos y modos de control.

Los modos electromecánicos definen la naturaleza de los modos de oscilación, mientras que los de control permiten estudiar la estabilidad de tensión. Para este trabajo solo es de interés identificar los modos electromecánicos, debido a que no se considera el estudio de la estabilidad de tensión.

Se identifica un modo electromecánico, si el elemento p_{ki} de mayor magnitud en el vector de participación P_i está asociado a una variable de estado Δx_i que representa una velocidad o un ángulo de rotor de un generador.

El número total de modos electromecánicos del sistema es igual a $n-1$, donde n es el número de máquinas del sistema.

Observando la matriz P se puede visualizar la contribución de cada variable de estado en cada modo y viceversa, lo anterior se puede observar asociando a las filas las variables de estado (Δx_k) y a las columnas los diferentes modos (λ_i). El elemento p_{ki} mide la participación de la variable de estado Δx_k en el modo λ_i .

Los modos electromecánicos más relevantes en este trabajo son los modos locales y los modos entre áreas. La clasificación dependerá de la respuesta angular de los rotores de los generadores. Dicha respuesta se puede cuantificar por los elementos del vector propio derecho (φ_i) asociados a variables de estado que representen ángulos de rotores de los diferentes generadores.

Se procede llevando a un plano complejo todos los φ_{ki} asociados al i -ésimo modo (electromecánico) y a la k -ésima variable de estado (variable de estado que representa un ángulo de rotor), partiendo de ésta gráfica se clasifica el modo electromecánico haciendo una comparación entre magnitudes y direcciones de todos los modos.

Es habitual utilizar el diagrama de participación de los generadores para determinar la forma en que estos influyen en un determinado modo. Este diagrama se construye tomando las partes reales de los elementos normalizados del vector propio derecho asociados a ángulos de rotor de generadores. La normalización consiste en dividir los elementos del vector propio derecho por el fasor de mayor magnitud del mismo vector.

La ventaja de trabajar con estos diagramas es que siempre se utilizan números reales que varían entre -1 y 1 en lugar de números complejos; la magnitud de la parte real de cada valor normalizado cuantifica la participación del generador en el modo, y su signo permite agrupar los conjuntos de generadores que oscilan entre sí.

2.2.3 Estabilidad de tensión [36]

La estabilidad de tensión hace alusión a la capacidad del sistema, que se encuentra en régimen permanente, de mantener las tensiones dentro de márgenes aceptables en todas las barras del sistema después de acontecida una perturbación. La estabilidad de tensión depende de la capacidad de restaurar el equilibrio entre la carga y la generación de potencia reactiva del sistema.

Una inestabilidad de tensión podría ocasionar una progresiva disminución o incremento de tensión en algunos nodos, provocando pérdida de carga en un área o la actuación de protecciones, motivos que podrían ocasionar interrupciones en cascada, pudiendo originar la pérdida del sincronismo de algunas unidades generadoras.

El colapso de tensión es el proceso por el cual la secuencia de eventos posteriores a una inestabilidad de tensión desemboca en bajas tensiones en una parte significativa del sistema eléctrico, o incluso en un apagón generalizado.

Las cargas desempeñan un papel determinante en la inestabilidad de tensión. Dada una caída de tensión en una parte del sistema producto de una perturbación, la eventual corrección de la potencia consumida por las cargas puede incrementar el consumo de potencia reactiva y en consecuencia causar una reducción de tensión adicional.

Existe el riesgo de inestabilidad por subtensión en el caso de que la red de transmisión presente comportamiento inductivo. También existe el riesgo de inestabilidad por sobretensión, causado por un comportamiento capacitivo de la red.

Cuando se realiza un análisis de estabilidad de tensión con un sistema reducido, como el que se pretende obtener en este trabajo, debe prestarse especial atención a la estabilidad de tensión de los nodos eliminados. En general se obtendrá una adecuada precisión en los casos que dichos nodos no presenten inestabilidad de tensión, por el contrario si estos nodos presentan inestabilidad de tensión, se podría ocasionar imprecisión en los resultados.

2.3 Metodología de Reducción [22,37,38]

Un sistema eléctrico de potencia es frecuentemente un sistema de gran escala, que incluye gran cantidad de componentes, haciéndolo extremadamente complejo de representar en su totalidad. Resulta oneroso, tanto técnica como económicamente, construir modelos detallados del sistema completo, a pesar del gran desarrollo computacional existente en la actualidad. Como consecuencia, resulta conveniente desarrollar modelos reducidos del sistema completo que conserven de manera adecuada la respuesta electromecánica del sistema original.

El desarrollo de equivalentes dinámicos es una herramienta importante para realizar estudios eléctricos. Este trabajo en particular se enfoca a estudios de estabilidad transitoria. Un modelo equivalente representa una reducción considerable de los parámetros que participan en la representación del sistema, y por consiguiente una reducción significativa en el tiempo y costos de procesamiento de los datos, sin una pérdida considerable de precisión.

La metodología utilizada para obtener un sistema reducido mediante equivalentes dinámicos, requiere que el sistema original completo se divida por lo menos en dos regiones: la red interna, donde son aplicadas las perturbaciones y donde se realizan los estudios y simulaciones de estabilidad y el sistema externo, que corresponde al resto del sistema interconectado. Es común hablar de los nodos frontera, que corresponden a los nodos de interconexión.

El sistema interno o red interna corresponde al área de interés para el estudio de estabilidad, y debe preservarse íntegramente.

El sistema externo estará representado por el equivalente dinámico. Es muy importante conservar las características dinámicas de todos sus componentes ya que éstas pueden influir en la respuesta del sistema interno. Este proceso se conoce como reducción de redes para estudios dinámicos.

En la Figura 2.7 se presentan gráficamente las definiciones anteriores para el sistemas antes y después de aplicada una metodología de reducción.

En la literatura se pueden encontrar principalmente tres enfoques para la obtención de equivalentes reducidos del sistema externo para estudios de estabilidad, estos son: el enfoque de estimación; el enfoque modal y el enfoque de coherencia.

El enfoque de estimación utiliza información únicamente del sistema en estudio, es decir, no requiere información del sistema externo. Esta característica es deseable cuando en el sistema externo existen muchos elementos tales como: máquinas, líneas, y cargas, cuyas características no siempre son triviales de obtener. Este enfoque es apropiado para la obtención de equivalentes dinámicos en línea y en consecuencia requiere de una constante medición en los nodos frontera del sistema externo. [39]

El segundo enfoque mencionado es el enfoque modal, en donde la reducción del sistema externo está basada en la conservación de los valores propios principales de éste. Existen diversos métodos según el enfoque modal, con la característica común que se basan en la respuesta dinámica total de un sistema lineal compuesto por bloques dinámicos elementales, también conocidos como modos naturales del sistema. Típicamente, ciertos modos naturales dominarán la respuesta del sistema. Luego, este enfoque se basa en la identificación de dichos modos y en la posterior simplificación de los modos que no participan de manera importante en el comportamiento dinámico en estudio.

Por último se menciona el enfoque de coherencia que, en términos generales, consiste en separar las máquinas del sistema externo en grupos coherentes, para posteriormente ser combinadas en equivalentes. La coherencia se entiende como la tendencia de las máquinas interconectadas a oscilar en fase.

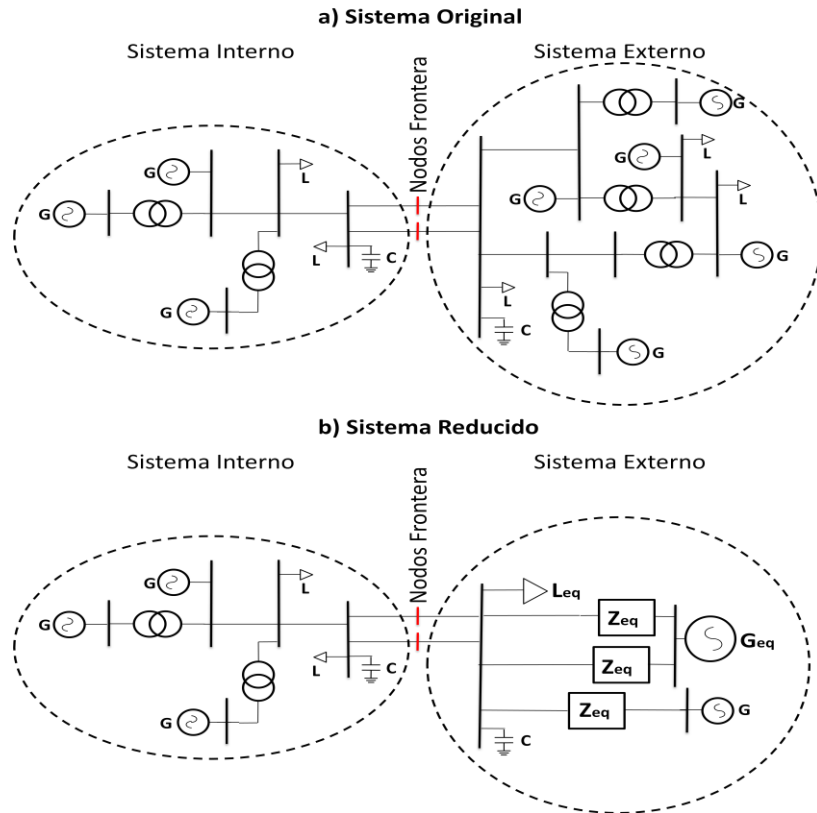


Figura 2.7 División del sistema para el cálculo de equivalentes dinámicos.

A modo de resumen, en la siguiente Tabla 2.1 se presenta una comparación simultánea de los tres enfoques previamente enunciados.

Tabla 2.1 Comparación de enfoques de metodologías de reducción[37]

Enfoque	Modelo	Aplicación	Velocidad
Estimado	Medidas en nodos frontera	En Línea	Rápida
Modal	Detallado	Fuera de Línea (pequeña perturbación)	Aceptable
Coherente	Detallado	Fuera de Línea (gran perturbación)	Aceptable

Tal como se puede apreciar en los trabajos mencionados en la sección 0, el enfoque de coherencia ha recibido mayor atención que el modal y el estimado, debido a que el equivalente dinámico resultante está constituido por componentes físicos, facilitando el entendimiento de los fenómenos dinámicos y permitiendo la utilización directa en programas estándar de estabilidad transitoria.

Por otro lado, el equivalente reducido resultante es un modelo no lineal del sistema idóneo para realizar estudios de estabilidad transitoria frente a grandes perturbaciones (descritas en detalle en la sección 2.4).

Dados los argumentos anteriores, el presente trabajo se basará principalmente en el enfoque de coherencia.

Las metodologías basadas en la identificación de la coherencia se dividen en tres etapas trascendentales:

- Identificación y agrupamiento de los generadores coherentes
- Agregación dinámica de los generadores
- Reducción estática de la red.

Estas etapas y algunos de los métodos que las abordan, se explican en las siguientes secciones.

2.3.1 Identificación de la coherencia

En términos generales, en esta etapa, los generadores coherentes son identificados para una posterior agregación.

La coherencia entre generadores nace a partir de una observación empírica. Se denomina coherentes a las unidades generadoras que, luego de ocurrida una perturbación, presentan variaciones instantáneas muy similares (dada una tolerancia) de sus respectivas respuestas angulares del rotor, como función del tiempo.

Luego de identificados los grupos de generadores coherentes se suelen representar o agrupar en una sola máquina o sistema equivalente reducido.

2.3.1.1 Métodos de identificación de coherencia

En las secciones 2.3.1.1.2 a la 2.3.1.1.6 se expondrán de forma general cinco métodos relevantes para la identificación de generadores coherentes presentes en la literatura. De los métodos a presentar se escogerá el que será posteriormente desarrollado en mayor detalle e implementado.

En la literatura se encuentran principalmente dos tipos de métodos para llevar a cabo la identificación de coherencia:

- Basados en las simulaciones en el tiempo, para un conjunto amplio de perturbaciones.
- Basados en la evaluación de las propiedades de coherencia del sistema, independientes de la perturbación.

El enfoque dependiente de la perturbación se ocupa de dos tareas simultáneamente:

- Seleccionar los modos que son excitados por una o varias perturbaciones dadas.
- Encontrar los estados con el mismo contenido de modos perturbados.

El enfoque independiente de la perturbación, se ocupa únicamente de encontrar los estados con el mismo contenido de modos perturbados

Se ha demostrado empíricamente que la identificación de coherencia siempre dependerá de la perturbación en el dominio del tiempo, por lo que al no considerarse se podría llegar a resultados erróneos. Este hecho representa la mayor desventaja de los métodos de identificación de coherencia independientes de la perturbación.

Por otro lado, el enfoque dependiente de la perturbación presenta la desventaja que el equivalente obtenido sólo se puede implementar con total certeza para la perturbación seleccionada y será necesario establecer criterios para validar el modelo frente a otras perturbaciones.

2.3.1.1.1 Supuestos generales[40]

La naturaleza empírica de la identificación de generadores coherentes ha hecho necesario el uso de ciertas suposiciones generales para su aplicación.

El proceso de identificación de coherencia se simplifica tomando en cuenta alguna o la totalidad de las siguientes consideraciones:

- La dinámica no perteneciente al generador se puede ignorar.
- Se puede utilizar el modelo clásico del generador, despreciando el efecto de la variación de tensión debido al acoplamiento débil entre potencia activa y tensión
- El modelo linealizado del sistema preserva con precisión los rasgos de coherencia.

La mayoría de los estudios de coherencia se hacen con modelos electromecánicos linealizados. Esta simplificación se ha justificado con evidencia experimental, donde estos modelos preservan la coherencia de los modelos no lineales, para grandes perturbaciones en la mayoría de los casos.

En [41] se muestra evidencia de la existencia de casos en que variaciones en la magnitud de la falla cambian los grupos de generadores coherentes.

En resumen, el modelo linealizado se considera válido para perturbaciones pequeñas pero puede producir identificación errónea para perturbaciones severas.

La mayoría de los métodos de identificación de coherencia usan el modelo clásico del generador. Variaciones en la magnitud de la tensión pueden afectar la cantidad de potencia de aceleración experimentada por un generador durante el período de falla y el modelo clásico no es del todo apropiado para modelar y analizar el efecto de la variación de la tensión en la coherencia de los generadores ya que supone constante la tensión interna de la máquina. En [42] se analizan las consecuencias de tomar en cuenta los efectos de la dinámica de la tensión y del rotor y se demuestra una mejora en la precisión de la respuesta de los equivalentes dinámicos.

2.3.1.1.2 Método de simulación en el dominio del tiempo [12,43]

Este es el método clásico y el más utilizado para la identificación de generadores coherentes. La respuesta en el dominio del tiempo del sistema de potencia se resuelve al especificar alguna perturbación en éste, mediante la comparación de los ángulos de oscilación resultantes en el rotor de los generadores. Los generadores cuyas curvas de oscilación sean similares (dada una tolerancia) se identifican y posteriormente se agrupan.

Éste método consiste en resolver mediante integración numérica, las ecuaciones diferenciales del sistema de potencia para una falla específica. De esta forma se obtiene la respuesta en el dominio del tiempo del sistema y luego se procesan las curvas de ángulo del rotor de los

generadores (modelados de forma clásica) para compararlas y agruparlas mediante un algoritmo que toma en cuenta mediciones de coherencia mínima-máxima entre cada par de generadores.

La ventaja de este método es la precisión obtenida en los resultados, siendo esta independiente del tipo de falla y el grado de detalle de los controladores de los generadores. [12]

La desventaja es el elevado tiempo requerido para realizar un análisis en el dominio del tiempo en sistemas de gran escala

2.3.1.1.3 Coherencia por condiciones estructurales de la red [44]

Las condiciones estructurales de la red son un conjunto de restricciones que deben satisfacer los parámetros electromecánicos y el flujo de potencia en estado estable previo a una perturbación. Al cumplirse dichas condiciones, se tiene un desacople total de los vectores y valores propios del sistema.

El método se basa en la división de todos los modos del sistema en modos internos y modos externos a un grupo coherente.

La reducción del orden del sistema como respuesta a perturbaciones externas a un grupo coherente, depende del desacople y del supuesto que los valores propios que representan oscilaciones dentro del grupo coherente no son excitados por las perturbaciones externas.

El estudio realizado de esta forma determina una relación entre el análisis modal y la reducción por coherencia del sistema.

2.3.1.1.4 Coherencia por doble escala de tiempo o coherencia lenta [45,46]

El concepto de coherencia lenta se orienta en la evaluación de las propiedades de coherencia del sistema, independientes de la perturbación.

La técnica de coherencia lenta, inspirada en la teoría de la perturbación singular [47], se desarrolló para encontrar máquinas coherentes y construir equivalentes dinámicos.

Esta técnica combina los enfoques necesarios de los análisis modales y coherentes, para determinar grupos de generadores coherentes, con el propósito de mantener los modos entre áreas de menor frecuencia.

El método se basa en las oscilaciones angulares lentas, presentes en el rotor de los generadores, que se producen por causa de dos grupos de generadores fuertemente coherentes interconectados a través de un enlace débil (modos entre áreas).

La metodología consiste en determinar los modos lentos del sistema, calculando los valores propios asociados a los generadores. Los valores propios pequeños indican frecuencias naturales lentas y por ende, un modo entre áreas.

Con este método el sistema se puede dividir en un número arbitrario p de grupos de generadores coherentes, analizando el mismo número p de los modos de oscilación más lentos. Si la diferencia entre los ángulos de los generadores, formados a partir de los modos lentos, da un valor cero, implica que las máquinas son coherentes [48].

La principal ventaja de este método es la rapidez y simplicidad en el cálculo.

En cuanto a sus desventajas, en [49] se identificó imprecisión en la identificación cuando se aplica en sistemas de potencia de gran escala. No obstante, en [50] se obtienen resultados satisfactorios para el análisis de pequeña señal en sistemas de gran escala.

Por otra parte, la coherencia lenta entre grupos de generadores no varía significativamente con el cambio en las condiciones iniciales y la perturbación. Sin embargo, se ha encontrado que el agrupamiento de generadores sí cambia respecto a variaciones grandes en las condiciones de carga del sistema. En [15] se aplica un método que permite seguir los índices de coherencia de los modos lentos en el sistema, con respecto a la variación de las condiciones de carga del sistema, y así obtener información actualizada sobre la coherencia entre generadores.

2.3.1.1.5 Método de enlaces débiles [51,52]

Un sistema de potencia posee un enlace débil cuando existen áreas o subsistemas que están interconectadas por una línea de transmisión (generalmente larga). Las máquinas pertenecientes a cada área se caracterizan por poseer acoplamientos fuertes entre ellas, esto porque oscilan en conjunto y en relación a los generadores de las otras áreas del sistema, debido a los modos de oscilación entre áreas.

El procedimiento subdivide el sistema y determina áreas débilmente acopladas. Luego, identifica grupos de máquinas fuertemente coherentes dentro de áreas débilmente coherentes.

El procedimiento, analítico y que no requiere simulación en el tiempo, identifica los grupos coherentes determinando los subsistemas débilmente acoplados a partir de la matriz de estados del sistema linealizado.

El acoplamiento entre dos subsistemas compuestos por diferentes grupos de máquinas se mide en términos de un factor de acoplamiento. Mientras menor sea el factor de acoplamiento entre estos subsistemas, mayor será la coherencia de las máquinas de dichos subsistemas. Este factor se usa en un algoritmo que reordena las máquinas en términos de su acoplamiento relativo.

Finalmente se obtendrá una cierta cantidad de subsistemas en donde todas las máquinas dentro de cada uno están fuertemente acopladas entre sí.

La principal ventaja de este método es la simplicidad en el cálculo de los grupos coherentes.

Su debilidad redonda en la imprecisión que se tiene en sistemas de potencia de gran escala, ya que la tolerancia que se emplea en el algoritmo de identificación, no posee una fórmula estándar [49].

2.3.1.1.6 Método modal-coherente [38]

El método modal-coherente considera una perturbación en la potencia mecánica de los generadores con el propósito de analizar el comportamiento de las desviaciones angulares en el tiempo. Este método no requiere hacer simulaciones en el tiempo y se clasifica como independiente de la perturbación.

La coherencia se obtiene de la evaluación de una medida de coherencia r.m.s. que calcula la energía promedio asociada a la diferencia del comportamiento en el tiempo entre dos ángulos de rotor.

El método se plantea en un marco probabilístico, haciendo uso de la estadística de los diferentes disturbios que puede considerar.

En cuanto a la identificación de los grupos coherentes, el disturbio más apropiado es una perturbación con una matriz de covarianza diagonal, cuyos elementos son el cuadrado de las inercias de los generadores, y un vector de valores esperados cero. Esta perturbación equivale a

introducir un escalón en la potencia mecánica de los generadores, con un valor proporcional a su inercia.

Los grupos coherentes dependerán estrictamente de la robustez de las líneas y una vez que se construye el modelo, el problema se reduce a encontrar un procedimiento para calcular la medida de coherencia r.m.s. e identificar los grupos coherentes.

Este método posee una baja carga computacional. El disturbio mencionado, junto con el cálculo de las medidas de coherencia r.m.s. entre cada par de generadores, es suficiente para determinar grupos de generadores coherentes sin necesidad de simulación en el tiempo ni cálculo del espacio propio.

Otras características sobresalientes es la suposición de que las ecuaciones de oscilación linealizadas representan un sistema asintóticamente estable, facilitando así el cálculo de la medida de coherencia.

Como ya se mencionó previamente, la principal ventaja de este método radica en la baja carga computacional que implica su realización. Por otro lado, la desventaja que presenta es que, al no formalizar la manera de elegir un nivel de agregación, a la hora de formar los grupos, se puede llegar a un sistema excesivamente agregado con una respuesta inadecuada.

2.3.2 Agregación dinámica de los generadores

Luego de realizada la identificación de las máquinas generadoras coherentes, se debe agregar dichas máquinas en uno o varios generadores equivalentes. En esta etapa ya se encuentran delimitados el sistema interno, que se conservará íntegro y cuyos nodos se denominarán esenciales, y el sistema externo, que es el objeto en estudio en esta sección y cuyos nodos se denominarán no esenciales.

Siguiendo la clasificación planteada en [11], se describirá la agregación dinámica y clásica en las siguientes secciones.

2.3.2.1 Agregación clásica

Con este enfoque, los generadores coherentes son representados por un equivalente que está basado en el modelo clásico, omitiendo la representación de los sistemas de control que existen en los generadores del sistema de potencia.

En esta sección se describirán dos técnicas que realizan la formación de la barra equivalente donde se conectará la máquina equivalente.

Posteriormente, la agregación de las máquinas conectadas en las barras comunes se realiza de manera de representar el comportamiento dinámico del grupo coherente.

2.3.2.1.1 Método de los equivalentes de REI [53]

Este método consiste en sustituir las barras activas del grupo de generadores coherentes, por una barra o nodo ficticio equivalente que representa completamente su efecto en la red. La barra equivalente estará conectada al grupo de barras activas que serán reemplazadas por medio de ramas ficticias, que darán origen a una nueva red, la que también será ficticia.

La inyección de potencia activa y de potencia reactiva en la barra equivalente, corresponde a la suma algebraica de las potencias inyectadas en cada barra activa del grupo coherente. Después de la conexión de la red ficticia, los antiguos nodos activos pasan a ser pasivos, siendo el suministro de la red original suplido por esta red ficticia. El término REI deriva de las palabras “Radial”, “Equivalente” e “Independiente”, y en donde la red equivalente de REI representa una estructura radial equivalente e independiente del resto del sistema. Este método es presentado en detalle en la sección 3.3.2.

2.3.2.1.2 Método de Zhukov [54]

La agregación consiste en reemplazar un set de nodos $\{A\}$ por un nodo equivalente. El conjunto $\{R\}$ denota los nodos retenidos, como se parecía en la Figura 2.8. La agregación debe satisfacer las siguientes condiciones:

- No deben generarse cambios en la corriente o tensión de los nodos retenidos.
- La inyección de potencia activa y reactiva en el nodo equivalente debe ser igual a la suma de las inyecciones en los nodos agregados.

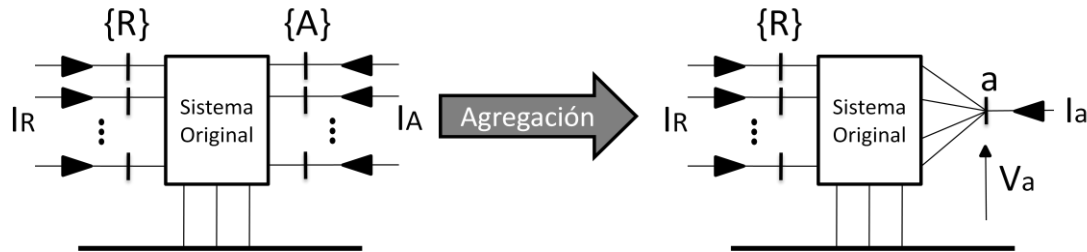


Figura 2.8 Agregación nodal utilizando el método de Zhukov

Comparado con el método de equivalentes REI, la principal ventaja del método de Zhukov es que este no introduce barras ficticias entre los nodos retenidos y el nodo equivalente a.

2.3.2.2 Agregación detallada[11,38,37]

La agregación detallada, a diferencia de la clásica, considera los controladores, como el sistema de control de excitación; el control de velocidad y el control estabilizador de potencia (PSS). Como se mencionó anteriormente, en este trabajo no se consideran los controladores indicados en el párrafo anterior, por el contrario, los generadores se suponen conectados directamente a la red.

Una manera de abordar este problema es agregando las funciones de transferencia de los lazos de control. En la práctica, esta función no podrá ser reducida con parámetros equivalentes debido a su complejidad. Por un lado, no se recomienda realizar la reducción, dado que los sistemas de control juegan un rol muy importante y delicado en los sistemas de potencia pero, por otra parte, cuando se reducen los lazos de control de las centrales eléctricas se obtienen buenos resultados utilizando métodos empíricos, testeando muchos parámetros para que el equivalente entregue respuestas aproximadas a los sistemas de control originales.

En [38] se presenta una metodología para la reducción y agregación de dos tipos de sistemas de control de excitación, mediante la aplicación de las técnicas de perturbaciones singulares y realizaciones balanceadas.

En general, con la inclusión de parámetros de control, se mejorará la precisión durante la simulación.

2.3.3 Reducción estática de la red

Después de la agregación dinámica, las barras restantes y las líneas de transmisión que las conectan también deben ser reducidas. En el sistema externo se divide en las barras que se conservarán, donde se encuentran los generadores equivalentes, y las barras a reducir.

El proceso consiste en la reducción algebraica de dichas barras, consiguiendo así reducir el tamaño y complejidad de la red.

A continuación se presentan dos métodos que se encargan de esta tarea.

2.3.3.1.1 Equivalente de Ward[55]

La base para la formación del equivalente de Ward es la representación de la generación y las cargas en el sistema externo como inyecciones de corriente constante.

Se tendrá una relación entre las corrientes inyectadas, tensiones nodales y admitancias nodales. De estas relaciones se podrán obtener las corrientes inyectadas en los nodos del sistema interno, en función de las admitancias nodales del equivalente pasivo, las tensiones en las barras del sistema interno y el vector de corrientes que se sobrepone en los nodos del sistema interno.

Finalmente, estas corrientes se calculan para un caso base y se convierten a inyecciones de potencia.

El equivalente podrá separarse en:

- Una parte lineal, compuesta por admitancias equivalentes entre nodos del sistema interno y elementos en derivación equivalentes entre estos nodos y la referencia común.
- Una parte no-lineal, formada por inyecciones equivalentes en los nodos del sistema interno.

2.3.3.1.2 Equivalente REDUC[38][56]

Con este método es posible reducir el sistema y sólo retener puntos de interés en una o varias zonas y/o áreas de estudio, sin necesidad de definir toda el área a reducir en un solo grupo de nodos. Es decir, el equivalente y el área de interés pueden estar mezclados.

La eliminación nodal puede lograrse mediante transformaciones delta estrella o viceversa, como se observa en la

Figura 2.9.

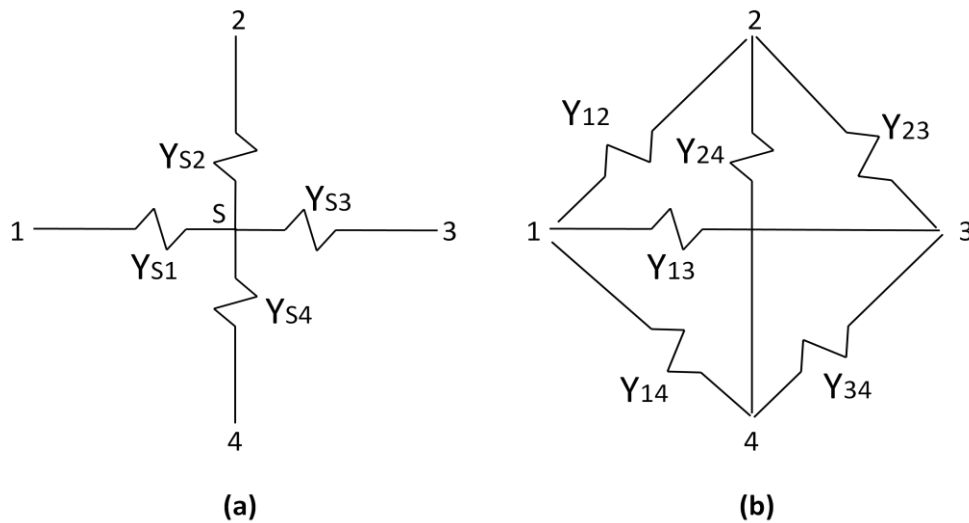


Figura 2.9 Eliminación nodal

Al eliminar el nodo S, presente en (a), se crean ramas ficticias, en (b), entre todos los nodos conectados a S.

Para la obtención de las ramas equivalente se aplica la eliminación Gaussiana.

Cuando un nodo es eliminado, la carga se distribuye a los nodos vecinos, siguiendo estos pasos:

- Se calcula la admitancia propia del nodo a eliminar.
- Se pondera la carga según la distancia eléctrica de sus nodos vecinos.
- Se agrega la carga a cada nodo vecino.

Los elementos en derivación se reducen de manera similar.

2.4 Perturbaciones[57]

Las fallas en el sistema pueden ser causadas por innumerables causas, como por ejemplo:

- Causas climáticas:
 - Un rayo en una torre de alta tensión.
 - Una inundación en una subestación.
 - Descargas eléctricas provocadas por el viento al acercar dos conductores.
- Envejecimiento de los equipos:
 - Desgaste de la aislación con los años
 - Ciclos de calentamientos y enfriamientos varían las propiedades dieléctricas de los materiales
 - Corrosión en estructuras metálicas.
- Otras causas:
 - Incorrecta operación de los equipos
 - Acción de animales

Si la falla es importante, independiente de la naturaleza de esta, provocará situaciones anormales en la operación. En estos casos, las fallas en el sistema serán observables como perturbaciones de las variables en comparación a las situaciones normales de operación. Las variables de interés serán habitualmente las tensiones, corrientes, frecuencias y potencias.

Existe una distinción entre perturbaciones grandes y pequeñas, tal como se mencionó en secciones anteriores. Es de interés para este trabajo identificar las perturbaciones de gran tamaño, que son el objeto de estudio de la estabilidad transitoria ya que frente a estas perturbaciones las máquinas síncronas pueden perder el sincronismo asintóticamente.

Se mencionan a continuación las grandes perturbaciones típicas que pueden ser consideradas:

- Cortocircuito trifásico
- Desconexión de carga
- Desconexión de generación
- Desconexión de líneas de transmisión

2.5 Modelado de cargas [58]

El modelado de la carga en los sistemas eléctricos de potencia es una necesidad para realizar diferentes estudios del comportamiento del sistema ya que, la carga determina la transferencia de potencia entre los diferentes puntos de la red y a que los resultados del análisis de la estabilidad de los sistemas de potencia dependen de las características de la carga.

En la literatura existen dos tendencias definidas para modelar la carga [58]:

- Modelado fenomenológico: mediante la agregación por componentes se modela el efecto agregado de todos los elementos que conforman la carga en un momento dado.
- Modelado empírico: mediante las técnicas de identificación de sistemas y a partir de datos experimentales se modela el comportamiento agregado de los elementos que conforman la carga.

Tanto los modelos fenomenológicos como lo empíricos pueden ser clasificados como dinámicos y estáticos. Esta designación es la más influyente en el tipo de análisis que se hace de los sistemas de potencia, en los resultados que se obtienen y en las decisiones para la planeación y operación de los sistemas de potencia. En la Figura 2.10 se presentan los modelos de carga presentes en la literatura. Como se puede observar, existe variadas alternativas para realizar el modelado de la carga.

En el presente trabajo se pretende estudiar el comportamiento dinámico del sistema mediante la utilización de un modelo de carga adecuado compatible con la metodología de reducción. Según se indica en la literatura[58], en la mayoría de los casos, será más adecuado considerar un modelo dinámico.

A continuación se presentan los modelos fenomenológicos más utilizados, tanto estáticos como dinámicos.

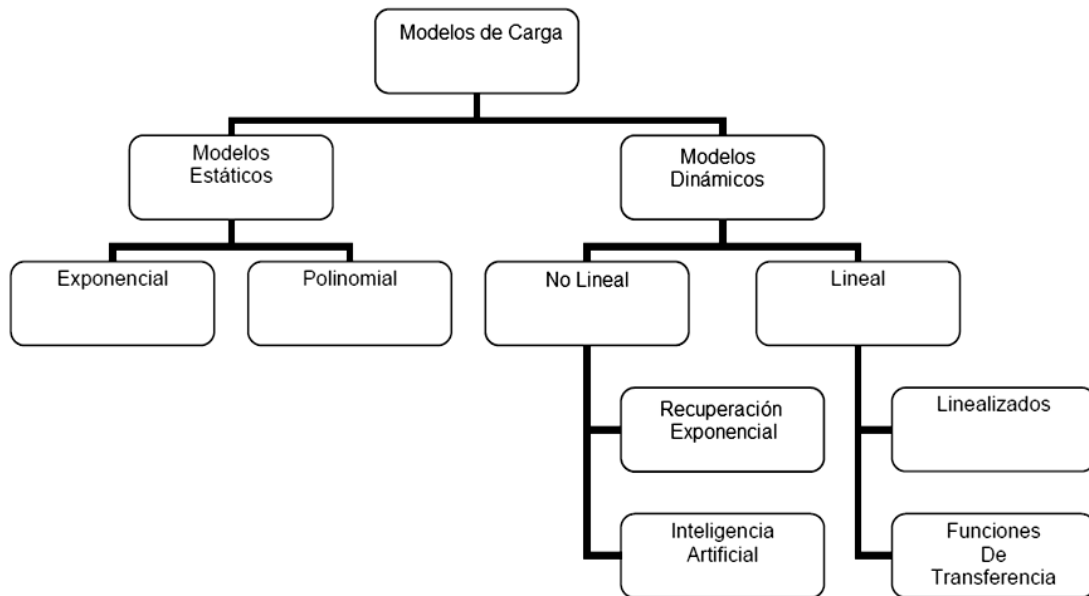


Figura 2.10 Áreas de trabajo en el modelado de la carga

2.5.1 Modelos Estáticos[60,61]

Son modelos que expresan la potencia activa y reactiva para cualquier instante de tiempo como una función de la tensión en la barra y la frecuencia para el mismo instante de tiempo. Los modelos más comúnmente encontrados en la literatura son los que se describen a continuación

2.5.1.1 Modelo Exponencial

Este modelo es representado por las siguientes expresiones:

$$P = P_0 \left(\frac{V}{V_0} \right)^\alpha \quad (2.23)$$

$$Q = Q_0 \left(\frac{V}{V_0} \right)^\beta \quad (2.24)$$

Los valores P_0, V_0, f_0 corresponden a las condiciones iniciales en la carga o bien, a sus valores nominales. Las constantes α y β corresponden a las sensibilidades de potencia activa y reactiva respecto a la magnitud de la tensión para la condición inicial.

Para distintos valores de α y β se definen otras tres representaciones:

- Carga de impedancia constante. Con $\alpha = \beta = 2$
- Carga de corriente constante. Con $\alpha = \beta = 1$
- Carga de potencia constante. Con $\alpha = \beta = 0$

2.5.1.2 Modelo Polinomial

Este modelo muestra las relaciones entre la potencia y la magnitud de la tensión como una ecuación polinomial. Corresponde a una combinación lineal de los modelos de carga de impedancia constante, corriente constante y potencia constante.

2.5.1.3 Modelo generalizado[62]

Todos los modelos estáticos derivan en la formulación generalizada presentada en 1995 por el grupo de trabajo de la IEEE. En particular los modelos presentados anteriormente están incluidos en esta generalización, no obstante, la utilización del modelo exponencial o del modelo polinomial, como principales casos particulares del modelo estático generalizado, se considera suficiente para representar el comportamiento estacionario de las cargas. Esto último debido a que en general, para estudios de flujo de carga, no se suelen tener en cuenta la dependencia de P y Q con la frecuencia, puesto que la variación en por unidad de este parámetro va a ser bastante menor que la excursión de la tensión.

No obstante, para estudios de estabilidad la dependencia de P y Q con la frecuencia es clave para recuperar la frecuencia del sistema. La variación de P con la frecuencia es importante y se conoce como amortiguamiento por frecuencia. La carga al ser del tipo x_L es directamente proporcional a la frecuencia.

2.5.2 Modelos Dinámicos[63,61]

Es un modelo que mediante ecuaciones diferenciales o de diferencia relaciona la potencia activa y reactiva con la magnitud de la tensión y la frecuencia de la red. A continuación se indica en términos generales como se aborda el problema de modelado dinámico lineal y no lineal.

2.5.2.1 Modelado No Lineal

La modelación no lineal se puede realizar de diferentes formas según sea el propósito. La primera subdivisión se hace entre el dominio temporal y el dominio de la frecuencia. En este trabajo en particular es de interés el dominio temporal, en donde el problema se puede abordar de las siguientes formas:

- Físicamente: Se aborda el problema sin realizar previas simplificaciones.
- Linealización a tramos: Se suele obtener dividiendo la respuesta dinámica en tramos y aproximando el comportamiento físico de cada tramo con elementos lineales de la teoría de circuitos
- Caja negra: No hace uso de relaciones físicas entre las magnitudes. Sólo intenta predecir el comportamiento de la salida a partir de algún procedimiento matemático más o menos complejo de la entrada.

2.5.2.2 Modelado Lineal

Cuando la carga a modelar se sabe que tiene un comportamiento lineal, o bien es suficiente para el propósito buscado una aproximación lineal, se suele modelar la carga mediante los

elementos lineales de la teoría de circuitos, tanto en el dominio temporal como en el dominio de la frecuencia.

2.6 Modelado de la máquina sincrónica[64,24,65,66]

2.6.1 Especificaciones generales de la máquina síncrona

Las máquinas eléctricas, y en particular los generadores eléctricos son de vital importancia en los sistemas de potencia. El generador sincrónico es el tipo de generador eléctrico más comúnmente utilizado en los sistemas de potencia y en consecuencia el que posee mayor interés de estudio. El principal motivo de su masificación, y a pesar de ser una tecnología cara, es la alta eficiencia presentada en elevados valores nominales de potencia.

2.6.2 Modelo matemático de la máquina síncrona

Dada la importancia de contar con equivalentes reducidos de los sistemas de potencia para la realización de, entre otros, estudios de estabilidad transitoria, se hace fundamental contar con un modelo matemático de las máquinas sincrónicas.

Es posible realizar modelos muy precisos de la máquina, tomando en consideración muchos de los fenómenos físicos presentes en ella, pero esto resulta en general oneroso, dado que es posible encontrar modelos de respuesta adecuada según la aplicación que se desee. Cada modelo en particular cuenta con una serie de consideraciones sobre su realización.

En las secciones siguientes se presentará la deducción de los modelo, de máquina sincrónica, más relevantes utilizados en estudios de estabilidad.

Para comenzar, es importante introducir la ecuación de comportamiento mecánico de la máquina luego de ocurrida una perturbación. Después de ocurrida una perturbación, aparece un desbalance de torque que resulta en una aceleración o desaceleración del rotor como una unidad completa de acuerdo a la segunda ley de Newton:

$$J \frac{d\omega_m}{dt} + D_d \omega_m = \tau_t - \tau_e \quad (2.25)$$

Donde:

- J es el momento de inercia total de la turbina y rotor del generador kg m^2
- ω_m es la velocidad en el eje del rotor (rad/s)
- τ_t es el torque producido por la turbina (Nm)
- τ_e es el torque electromagnético (Nm)
- D_d es el coeficiente de amortiguación (Nms)

Esta ecuación se suele escribir de una forma un poco distinta ya que interesa expresar las ecuaciones en función del ángulo δ , que tiene un significado importante en algunos modelos.

$$M \frac{d^2\delta}{dt^2} + D \frac{d\delta}{dt} = P_m - P_e \quad (2.26)$$

Donde:

- M es la constante de inercia (J-s/rad)

Otra ventaja de expresar la ecuación de esta forma es que a diferencia de la inercia J , M permite manejar valores típicos, con sólo conocer algunos datos básicos de la máquina

2.6.3 Transformada de Park [66]

Los sistemas de potencia han sido tradicionalmente analizados usando matrices de transformación, entre ellas, la de Park [67]. La transformación de componentes simétricas desacopla sistemas simétricos y polifásicos cíclicos. Sistemas simétricos como líneas de transmisión idealmente transpuestas, transformadores y cargas pueden ser desacoplados por alguna transformación modal, pero la principal ventaja de la transformación de componentes simétricas es el desacople de sistemas cíclicos como motores de inducción y máquinas sincrónicas.

La transformada de Park, al igual que otras transformadas rotacionales, es empleada para simplificar el modelo de la maquina sincrónica de rotor de polos salientes.

En síntesis, el objetivo que se busca transformar las ecuaciones del modelo matemático a un conjunto de ecuaciones más sencillas de integrar.

Como resultado de la aplicación de la transformada de Park se obtienen una serie de ventajas[69] , mencionadas a continuación:

- Despreciando el efecto de la saturación, las inductancias propias y mutuas que aparecen en los nuevos devanados son constantes.
- Las inductancias son obtenibles mediante ensayos.
- Para condiciones desbalanceadas, desaparecen las variables de secuencia cero.
- Las tensiones y corrientes de eje directo y de cuadratura son constantes en los regímenes permanentes, y varían lentamente (2 a 3 Hz) en los regímenes transitorios.
- Las componentes de la corriente son constantes.
- Los parámetros asociados a los ejes d y q pueden ser medidos directamente desde los terminales.

Para realizar la transformación de las variables del estator (abc) a un eje de referencia dq acoplado con al rotor, se aplica la transformada de Park, que corresponde a una matriz de transformación de la forma mostrada en la ecuación (2.27), donde el eje q adelanta al eje d y la transformación se expresa en términos del ángulo δ_q (ángulo del rotor).

$$T_{dq0}^{-1} = \begin{bmatrix} \cos(\delta_q) & \cos\left(\delta_q - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\delta_q + \frac{2\pi}{3}\right) \\ -\sin(\delta_q) & -\sin\left(\delta_q - \frac{2\pi}{3}\right) & -\sin\left(\delta_q + \frac{2\pi}{3}\right) \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix} \quad (2.27)$$

La transformada inversa es presentada en la ecuación (2.28).

$$T_{dq0}^{-1}(\delta_q) = \begin{bmatrix} \cos(\delta_q) & -\sin(\delta_q) & 1 \\ \cos\left(\delta_q - \frac{2\pi}{3}\right) & -\sin\left(\delta_q - \frac{2\pi}{3}\right) & 1 \\ \cos\left(\delta_q + \frac{2\pi}{3}\right) & -\sin\left(\delta_q + \frac{2\pi}{3}\right) & 1 \end{bmatrix} \quad (2.28)$$

El desarrollo completo de la deducción de las ecuaciones anteriores se puede encontrar en [66].

2.6.3.1 Circuito equivalente para eje directo y eje en cuadratura. [24]

En las Figura 2.11 y Figura 2.12 se muestran los circuitos equivalentes, que representan las características de la máquina síncrona, en los ejes directo y de cuadratura.

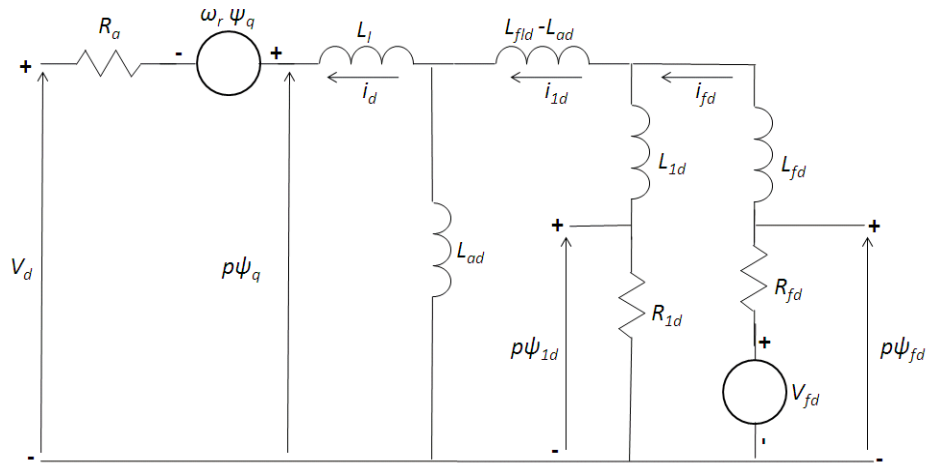


Figura 2.11 Circuito equivalente en el eje directo

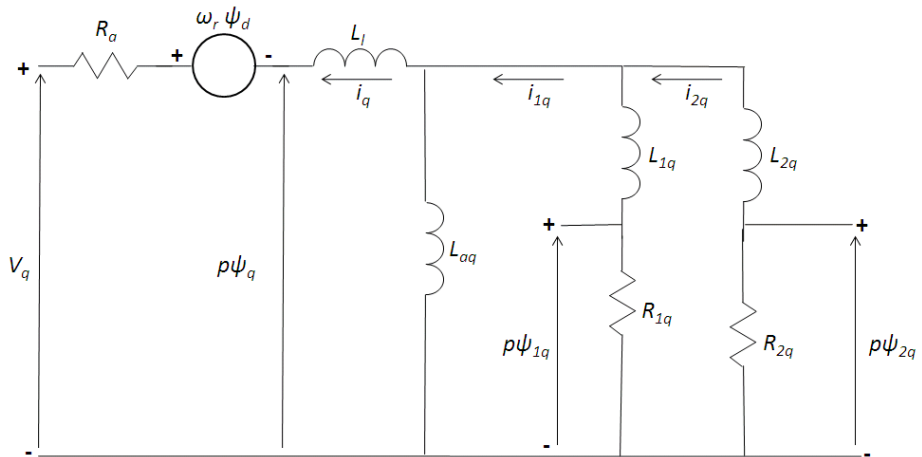


Figura 2.12 Circuito equivalente en el eje de cuadratura

Las ecuaciones en por unidad para las tensiones del estator en estado estacionario son:

$$v_d = p\psi_d - \omega_r\psi_q - R_a i_d \quad (2.29)$$

$$v_q = p\psi_q - \omega_r\psi_d - R_a i_q \quad (2.30)$$

$$v_0 = p\psi_0 - R_a i_0 \quad (2.31)$$

Las ecuaciones en por unidad para las tensiones del rotor, considerando 3 circuitos amortiguadores, son:

$$v_{fd} = p\psi_{fd} - R_{fd} i_{fd} \quad (2.32)$$

$$0 = p\psi_{1d} - R_{1d} i_{1d} \quad (2.33)$$

$$0 = p\psi_{1q} - R_{1q} i_{1q} \quad (2.34)$$

$$0 = p\psi_{2q} - R_{2q}i_{2q} \quad (2.35)$$

Las ecuaciones en por unidad para los flujos enlazados por el estator son:

$$\psi_d = -(L_{ad} + L_l)i_d + L_{ad}i_{fd} + L_{ad}i_{ld} \quad (2.36)$$

$$\psi_d = -(L_{aq} + L_l)i_q + L_{aq}i_{1q} + L_{aq}i_{2q} \quad (2.37)$$

$$\psi_d = L_0i_0 \quad (2.38)$$

Las ecuaciones en por unidad para los flujos enlazados por el rotor:

$$\psi_{fd} = L_{ffd}i_{fd} + L_{f1d}i_{1d} - L_{ad}i_d \quad (2.39)$$

$$\psi_{1d} = L_{fld}i_{fd} + L_{11d}i_{1d} - L_{ad}i_d \quad (2.40)$$

$$\psi_{1q} = L_{11q}i_{1q} + L_{aq}i_{2q} - L_{aq}i_q \quad (2.41)$$

$$\psi_{2q} = L_{aq}i_{1q} + L_{22q}i_{2q} - L_{aq}i_q \quad (2.42)$$

El torque electromagnético en el entrehierro en por unidad viene dado por:

$$T_e = \psi_d i_d - \psi_q i_q \quad (2.43)$$

2.6.4 Simplificaciones en el modelo para estudios de estabilidad [24][23]

Las ecuaciones presentadas en la sección anterior describen completamente la dinámica eléctrica de la máquina síncrona mediante un modelo de séptimo orden. En estudios de estabilidad con grandes perturbaciones se debe recurrir a técnicas no lineales para la solución de las ecuaciones (Integración de las ecuaciones diferenciales (Euler, Runge-Kutta) o métodos analíticos como los de Liapunov). Para sistemas eléctricos reales, encontrar las soluciones de estas ecuaciones resulta muy demandante, por lo que se hace necesario realizar algunas simplificaciones para reducir los requerimientos computacionales.

Las hipótesis típicamente utilizadas son las siguientes:

Omisión de los transientes de estator, es decir:

$$p\psi_d = 0 \quad (2.44)$$

$$p\psi_q = 0$$

Suponiendo las derivadas temporales de los flujos del estator nulas se considera que las variaciones de los flujos son sumamente rápidas, es decir que pueden cambiar instantáneamente durante una perturbación. Mediante esta simplificación, se reduce el modelo de séptimo orden a uno de quinto orden.

Considerar esta hipótesis se justifica para tener un modelo sin transientes electromagnéticos en el estator, debido a que los flujos terminales de la máquina se acoplan con las ecuaciones de la red de transmisión que corresponden a ecuaciones algebraicas.

Otro argumento para mantener esta hipótesis, es que estos términos son mucho más pequeños que los términos $\omega\psi_q$ y $\omega\psi_d$.

La eliminación de los transitorios en el estator implica en el sistema dq0 que las corrientes solo tienen componentes de corriente continua (equivalente a componente fundamental de frecuencia en el sistema abc).

Omisión de los efectos de las variaciones de velocidad de rotación en los ángulos de las tensiones de estator, es decir:

$$\omega_r = \omega_0 = 1 \tag{2.45}$$

Donde,

- ω_0 es la frecuencia nominal rad/s

Se supone que los cambios de velocidad son pequeños y no tienen un efecto significativo en la tensión. La principal razón para esta consideración es que se balancea el efecto de omitir $p\psi_d$ y $p\psi_q$.

Omisión de los enrollados amortiguadores del campo.

Los enrollados amortiguadores tienen transitorios con constantes de tiempo del orden de unos pocos ciclos (típicamente 2 o 3 ciclos), por lo que despreciar los enrollados amortiguadores equivale a observar la máquina una vez transcurrido el período subtransitorio inicial. Mediante esta simplificación se reduce el modelo de quinto orden a un modelo de tercer orden.

2.6.4.1 Ecuaciones del modelo simplificado[24]

Aplicando los supuestos descritos anteriormente, el modelo queda descrito por las siguientes ecuaciones:

$$v_d = -\psi_q - R_a i_d \quad (2.46)$$

$$v_q = \psi_d - R_a i_q \quad (2.47)$$

$$\psi_d = -L_d i_d + L_{ad} i_{fd} \quad (2.48)$$

$$\psi_q = -L_q i_q + L_{aq} i_{fq} \quad (2.49)$$

$$\psi_{fd} = L_{ff}i_{fd} - L_{ad}i_d \quad (2.50)$$

$$\psi_{lq} = L_{l1q}i_{lq} - L_{aq}i_q \quad (2.51)$$

$$p\psi_{fd} = v_{fd} - R_{fd}i_{fd} \quad (2.52)$$

$$p\psi_{lq} = -R_{lq}i_{lq} \quad (2.53)$$

Es común escribir las ecuaciones como sigue:

$$e_q = L_{ad}i_{fd} : \text{Tensión proporcional a } i_{fd} \quad (2.54)$$

$$e_d = -L_{aq}i_{lq} : \text{Tensión proporcional a } i_{lq} \quad (2.55)$$

$$e'_q = \frac{L_{ad}}{L_{ffd}} \psi_{fd} : \text{Tensión proporcional a } \psi_{fd} \quad (2.56)$$

$$e'_d = -\frac{L_{aq}}{L_{11q}} \psi_{1q} : \text{Tensión proporcional a } \psi_{1q} \quad (2.57)$$

$$e_{fd} = \frac{L_{ad}}{R_{fd}} v_{fd} : \text{Tensión proporcional a } v_{fd} \quad (2.58)$$

La inductancia transitoria en eje directo está dada por:

$$L'_d = L_1 + \frac{L_{ad}L_{fd}}{L_{ad} + L_{fd}} = (L_d - L_{ad}) + \frac{L_{ad}L_{fd}}{L_{ad} + L_{fd}} \quad (2.59)$$

Realizando manejos algebraicos, se obtiene la siguiente relación:

$$L_d - L'_d = \frac{L_{ad}^2}{L_{ffd}} \quad (2.60)$$

De forma análoga, en el eje de cuadratura se tiene:

$$L_q - L'_q = \frac{L_{aq}^2}{L_{11q}} \quad (2.61)$$

Se definen las constantes de tiempo en circuito abierto como:

$$T_{d0} = \frac{L_{fd}}{R_{fd}} \quad (2.62)$$

$$T_{q0} = \frac{L_{11q}}{R_{1q}}$$

Por último, omitiendo las pérdidas de armadura, considerando $x=L$, el modelo de 2 ejes quedará representado por las siguientes ecuaciones:

$$v_d = x_q i_q + e_d \quad (2.63)$$

$$v_q = -x_d i_d + e_q \quad (2.64)$$

$$e'_q = e_q - i_d (x_d - x'_d) \quad (2.65)$$

$$e'_d = e_d + i_q (x_q - x'_q) \quad (2.66)$$

$$e'_q = \frac{1}{T'_{d0}} (e_{fd} - e_q) \quad (2.67)$$

$$e'_d = -\frac{1}{T'_{q0}} e_d \quad (2.68)$$

2.6.5 Modelo con enlace de flujo constante

Si se consideran los enlaces de flujo constante y se desprecia la reacción de armadura, el generador puede ser representado en el estado transitorio por fem's constantes E'_q y E'_d detrás de las reactancias transitorias x'_d y x'_q . En la Figura 2.13 se muestra el circuito equivalente en eje d y q.

2.6.5.1 Modelo Clásico

Si se consideran los enlaces de flujo constante y despreciando el efecto de saliencia ($x'_d = x'_q$), es posible simplificar aún más el modelo. Este modelo se representa por una fem E' detrás de la reactancia transitoria en eje directo. En la Figura 2.14 se muestra el circuito equivalente del modelo clásico de la máquina sincrónica.

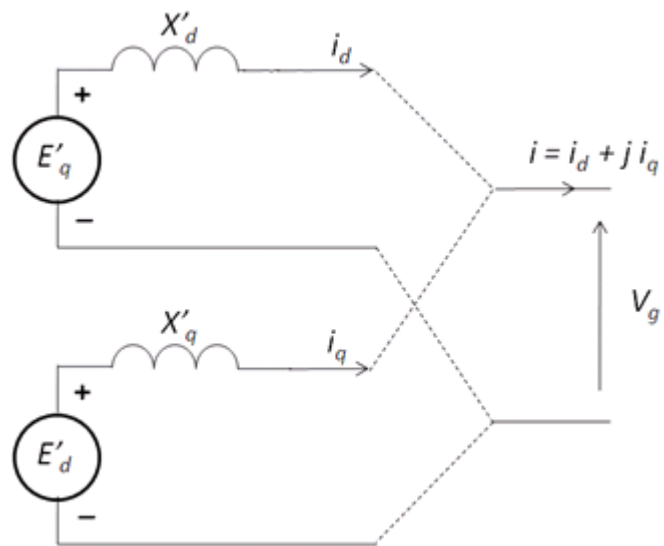


Figura 2.13 Circuito equivalente de un generador en el estado transitorio

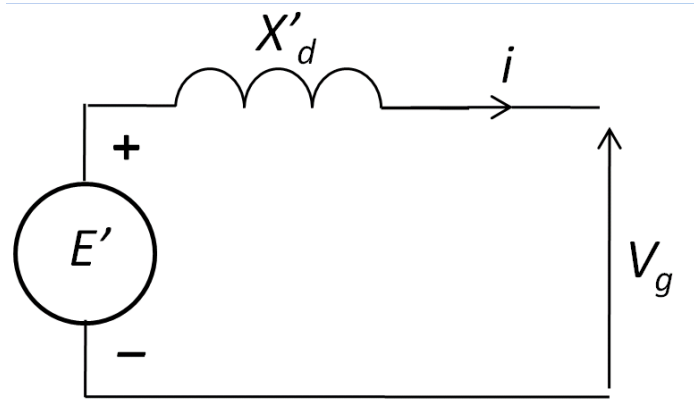


Figura 2.14 Circuito equivalente del modelo clásico de un generador en estado transitorio

Donde se tiene:

$$V_g = E' - i \cdot X'_d \quad (2.69)$$

CAPÍTULO 3 IMPLEMENTACIÓN DE LA METODOLOGÍA

3.1 Requerimientos del modelo equivalente

Para realizar una elección pertinente y posterior implementación de la metodología, se hace necesario delimitar los requerimientos del modelo equivalente. Se consideran los siguientes:

- La metodología escogida debe ser factible de implementar computacionalmente.
- La metodología escogida debe permitir separar el sistema en un subsistema interno y un subsistema externo.
- El modelo equivalente, visto desde los nodos fronteras, debe representar adecuadamente el comportamiento del sistema original. Esto por lo menos para el análisis de primera oscilación.
- El modelo equivalente debe ser compatible con programas convencionales de cálculo de estabilidad transitoria.
- El modelo equivalente debe entregar soluciones matemáticas factibles.

3.2 Justificación en la elección de la metodología.

3.2.1 Justificación de la elección del método para cada etapa del proceso de reducción

En el capítulo anterior se presentó tres enfoques distintos para desarrollar equivalentes reducidos. Basándose principalmente en la comparación presentada en la Tabla 2.1[37] y en el hecho de que mediante la utilización del enfoque de coherencia el equivalente resultante está constituido por componentes físicos, lo que permite la utilización directa de programas estándar de estabilidad transitoria, es que el enfoque de coherencia se consideró el más adecuado para este trabajo.

Se mencionó también que el enfoque de coherencia se divide en tres etapas y para cada una de ellas es necesario elegir una metodología idónea para cumplir los objetivos y requerimientos

planteados anteriormente. En las siguientes secciones se realiza dicha elección para cada una de las etapas.

3.2.1.1 Identificación de la coherencia

En esta etapa se tiene en primera instancia como alternativa el método de simulación en el tiempo, que si bien es el método que utiliza mayor tiempo de procesamiento, posee mejor precisión que los métodos basados en la evaluación de las propiedades de coherencia (independientes de la perturbación) para sistemas de grandes dimensiones [49,43]

Dentro de los métodos independientes de la perturbación, que en general presentan un menor tiempo de procesamiento que los dependientes de la perturbación, el que presenta mayor desarrollo histórico es el método de coherencia lenta. Además, los trabajos presentados en [50] y [15] plantean soluciones para los problemas de imprecisiones en sistemas grandes y frente a variaciones grandes en las cargas del sistema respectivamente, de manera exitosa.

Por otro lado, DigSILENT Power Factory cuenta con un módulo de análisis modal, mediante el cual se facilita en cierta medida la implementación de este método.

La última motivación a considerar es el hecho de que los trabajos tomados como antecedentes del presente trabajo han utilizado, para la identificación de máquinas coherentes, el método de simulación en el tiempo, por lo que explorar otra solución resulta interesante.

Dado lo anterior, se utilizará para la identificación de la coherencia el método de doble escala de tiempo o de coherencia lenta. A grandes rasgos, este método se basa en el análisis de frecuencias propias y valores propios del sistema linealizado en torno a un punto de equilibrio.

3.2.1.2 Agregación dinámica de los generadores

En esta etapa primero se escogió entre el enfoque de agregación clásico y detallado.

Dado que este trabajo se enfoca en el estudio de estabilidad transitoria de primera oscilación, es posible desprestigiar el efecto de los controladores de las máquinas debido a que su efecto es mínimo en los primeros ciclos de oscilación. Esto se puede observar en la comparación entre

ambos enfoques realizada en [7], donde se obtienen resultados muy similares en la respuesta de los equivalentes, para los primeros ciclos de simulación

Se mencionaron dos métodos para llevar a cabo la agregación clásica, en particular la formación de la barra equivalente. El método escogido es el de los equivalentes REI, el cual presenta simpleza en la programación. Además el método de los equivalentes de REI se encontró desarrollado de forma más acabada en la literatura [70]. A grandes rasgos, el método consiste en sustituir barras activas de cada grupo coherente por una barra equivalente ficticia que representa el efecto de estas en la red.

Una vez agrupadas las máquinas en barras comunes, se representará cada uno de los grupos coherentes mediante un generador equivalente procurando mantener las características dinámicas.

3.2.1.3 Reducción estática de la red

Finalmente, la última etapa para obtener el equivalente dinámico del sistema externo, corresponde a la reducción estática de la red y consiste en el proceso de eliminación de algunos elementos de la red, con el objetivo de reducir el tamaño y complejidad de ésta. Se utilizará el equivalente de Ward, que suprime barras pasivas mediante la eliminación Gaussiana en la matriz de admitancias del sistema externo. Éste equivalente es del tipo estático, pues solo se reducirán las ecuaciones del tipo algebraico de la red externa.

Cabe mencionar que esta técnica se encuentra incluida en DigSILENT Power Factory lo que facilita la implementación de la metodología.

Para la reducción estática de la red, todas las cargas son consideradas como impedancias constantes.

3.2.2 Justificación en la elección del modelo de la máquina

Para realizar la elección del modelo de la máquina se utiliza el esquema presentado en la Figura 3.1. El modelo consta de una máquina sincrónica de 20 KV y 900 MVA nominales, un transformador de 230/20 KV, una barra de carga a 230 KV y una línea de 230 KV que conecta con una barra infinita. Se simuló un cortocircuito trifásico en la barra de carga, para analizar el

comportamiento de los distintos modelos de la máquina sincrónica. El cortocircuito se produce en el instante $t = 0.3$ seg con un tiempo de despeje de 0.2 seg.

Los parámetros del sistema se presentan en la Tabla 3.1, Tabla 3.2 y Tabla 3.3.

Tabla 3.1 Parámetros de la máquina sincrónica

Parámetro	x_d	x_q	x'_d	x'_q	x''_d	x''_q	T'_d	T'_q	T''_d	T''_q	H	D
	<i>p. u.</i>	<i>p. u.</i>	<i>p. u.</i>	<i>p. u.</i>	<i>p. u.</i>	<i>p. u.</i>	<i>seg</i>	<i>seg</i>	<i>seg</i>	<i>seg</i>	<i>seg</i>	<i>seg</i>
<i>Valor</i>	1.65	1.59	0.23	0.38	0.17	0.17	0.83	0.42	0.023	0.023	30	6

Tabla 3.2 Parámetros de la línea de transmisión

Parámetro	<i>Largo</i>	<i>r</i>	<i>x</i>	<i>b</i>
	<i>km</i>	<i>p.u./km</i>	<i>p.u./km</i>	<i>p.u./km</i>
<i>Valor</i>	50	0.00010	0.00100	0.00175

Tabla 3.3 Parámetros del transformador

Parámetro	Impedancia
p.u. base 900MVA	
<i>Valor</i>	0.15

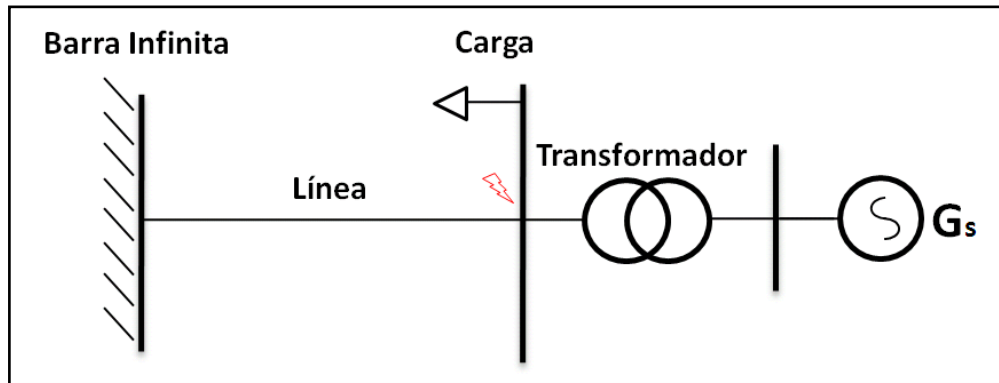


Figura 3.1 Modelo de máquina conectada a barra infinita

Instantes previo a la falla, la máquina se encuentra suministrando 150 MW y 40 MVar y la carga se encuentra consumiendo 20 MW y 5 MVar. El resto de la energía es transmitida hacia el resto del sistema representado por la barra infinita, mediante la línea de transmisión.

Para comparar los modelos, se mostrarán los ángulos del rotor y la tensión en los terminales de la máquina, para el modelo clásico, el modelo detallado (modelo de tercer orden), el modelo detallado incluyendo devanados amortiguadores (modelo de quinto orden) y el modelo detallado incluyendo un AVR y un PSS. Los resultados de las simulaciones son presentadas en la Figura 3.2 y Figura 3.4. Adicionalmente, en la Figura 3.3 se presenta un acercamiento para mejor apreciación de la primera y segunda oscilación.

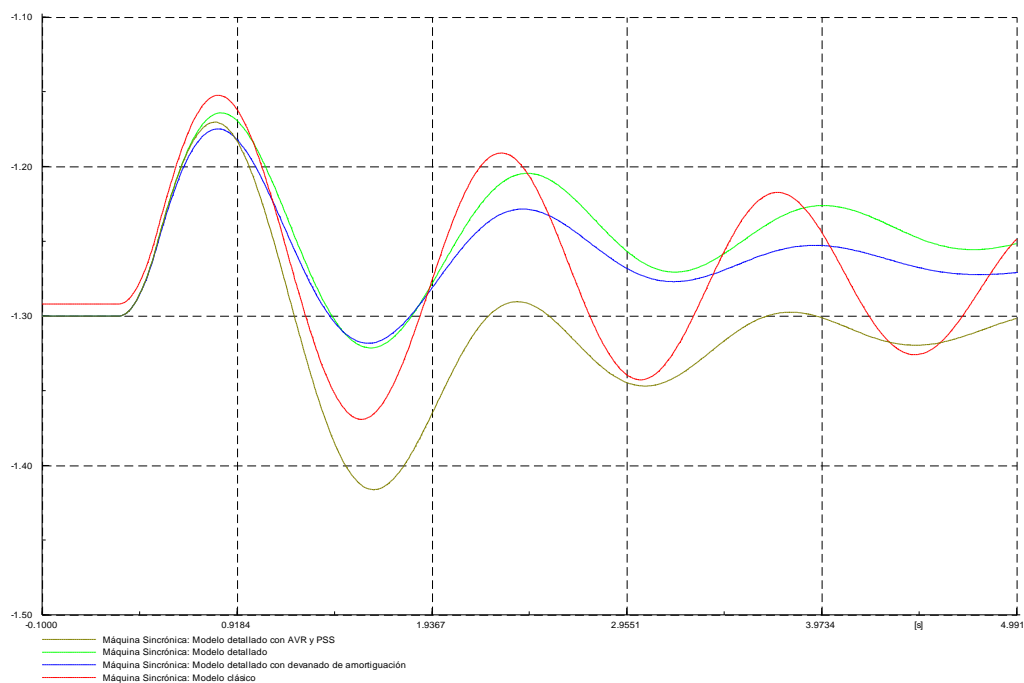


Figura 3.2 Ángulo de rotor para distintos modelos de la máquina síncrona

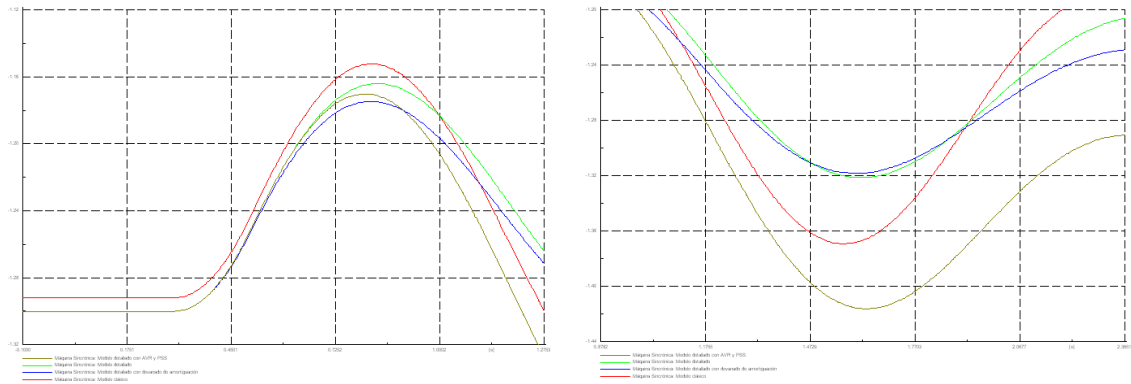


Figura 3.3 Ángulo del rotor para la primera (izquierda) y segunda oscilación (derecha)

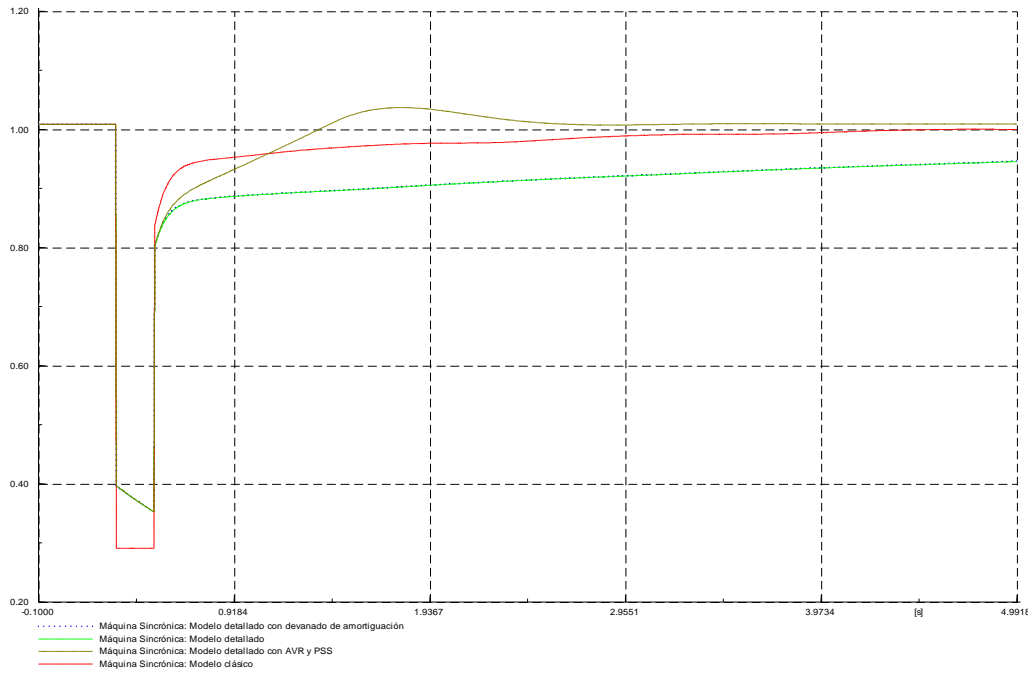


Figura 3.4 Tensión en terminales para distintos modelos de la máquina

En la Figura 3.2 se presenta los primeros ciclos de oscilación del ángulo de rotor de la máquina luego de ocurrida la perturbación.

Se puede apreciar que para la primera oscilación los modelos se comportan de manera similar, luego de esto, el modelo clásico pierde validez frente a los otros modelos debido a la inclusión de los fenómenos transitorios, enrollados amortiguadores o dispositivos de control.

El modelo clásico es generalmente usado cuando se desea modelar de manera rápida y sencilla un sistema eléctrico de potencia; siendo de mucha utilidad en la representación simplificada de una parte de un sistema. Es usado muy a menudo en estudios de largo plazo. Para este modelo no es necesario conocer el sistema de control del generador síncrono (Reguladores de Tensión, Reguladores de Velocidad y Estabilizadores de Potencia), sólo es necesario conocer la tensión de operación y la impedancia equivalente vista desde la barra que se desea representar. Puede usarse para analizar el flujo de potencia, cortocircuito, estabilidad transitoria, estabilidad permanente y respuesta en frecuencia para ver de manera referencial el comportamiento de un sistema eléctrico en un área específica. [70]

Al incluir el comportamiento transitorio de la máquina, es decir, utilizando el modelo detallado, la magnitud de la primera oscilación, a pesar de ser muy próxima, se ve reducida con respecto al modelo clásico, pero continua siendo mayor a la magnitud presentada al incluir los devanados amortiguadores o los sistemas de control. Un estudio de estabilidad debe ser conservador por lo que este es un aspecto importante a considerar.

Con respecto a los devanados amortiguadores, cuando el rotor gira a velocidad síncrona (en condiciones normales) no existe circulación de corriente por estos. Cuando la carga en el generador cambia, la velocidad fluctúa produciéndose así variaciones que sitúan la velocidad por sobre y debajo de la velocidad síncrona. Lo mismo se observa para la magnitud del ángulo de giro del rotor. En este caso, la corriente reacciona con el campo magnético del estator produciendo fuerzas (torques) contrarios a la dirección de la diferencia de velocidad y como resultado las oscilaciones del rotor son amortiguadas. El grado de amortiguamiento se suele representar con la constante D , conocida como factor de amortiguamiento.

Finalmente se realizó la inclusión de un AVR (Regulador Automático de Tensión- "*Automatic Voltage Regulator*") y un PSS (Estabilizador de sistema de potencia- "*Power System Stabilizer*").

El AVR provee el control en los terminales de tensión del generador por medio de la manipulación del voltaje de campo. Los efectos de este dispositivo se aprecian mayormente en la Figura 3.4, después de ocurrida la primera oscilación.

El PSS es utilizado en sistemas de potencia con menor frecuencia que el controlador anterior. Se diseña para modular la entrada del AVR de manera que contribuye a la amortiguación de las oscilaciones inter-máquinas. Al PSS se le asignan generalmente funciones de transferencia lineales cuyos parámetros se ajustan de manera tal que se produzcan amortiguaciones positivas

para el rango de frecuencias de oscilación de interés. Usualmente, las salidas de estos controladores se limitan para cierta tolerancia sobre la tensión nominal (ajuste no realizado en esta simulación).

Considerando que en este trabajo se analizará la estabilidad transitoria de primera oscilación, a priori se excluye la integración de los sistemas de control analizados dado que estos actúan de manera significativa después de la primera oscilación.

Si bien el modelo clásico entrega una respuesta correcta para la primera oscilación y podría ser útil para estudiar la estabilidad transitoria, a la hora de comparar los resultados en el proceso de reducción, esta simplificación representará una fuente de error que se desea evitar.

La mayoría de los modelos de la máquina sincrónica incluyen el factor de amortiguamiento D , utilizado para modelar los efectos de amortiguamiento de oscilaciones que no están explícitamente representados en el modelo. La elección de esta constante en cada máquina o bien en las máquinas equivalentes, representa otra importante fuente de error en los resultados finales.

Dado lo anterior, se considerará para este trabajo el modelo detallado sin incluir los devanados amortiguadores como un caso adecuadamente aproximado, comparado con el modelo clásico, y a la vez conservador, comparado con los casos más detallados, es decir, presenta respuestas electromecánicas de mayor amplitud.

3.3 Descripción de la aplicación a implementar

En esta sección se describirá de forma detallada los métodos a implementar, incluyendo desde los supuestos presentes en cada método hasta el algoritmo que será posteriormente implementado computacionalmente.

3.3.1 Identificación de coherencia: coherencia lenta

La frecuencia de las oscilaciones y la cantidad de generadores que oscilan en cualquier modo de oscilación electromecánico, dependen de la topología de la red.

Las oscilaciones electromecánicas de baja frecuencia ocurren cuando existen áreas similares de generación o carga conectadas mediante un enlace débil, en comparación con los enlaces presentes en el interior de cada área.

La identificación de coherencia se basa en la relación entre las oscilaciones de baja frecuencia (modos lentos de oscilación) y los enlaces débiles.

El análisis se basa en el hecho de que grupos de generadores en áreas específicas del sistema se comportan de manera coherente en bajas frecuencias de oscilación y dichos grupos coherentes se encuentran separados de otros grupos coherentes por enlaces débiles.

Los grupos de generadores coherentes, idealmente, se comportan idénticamente para un número dado de las frecuencias más bajas de oscilación. En la práctica, la coherencia ideal se podrá observar solo en el caso puntual de una central generadora con unidades idénticas y a su vez operando en un mismo nivel de carga. Los generadores diferentes solo pueden ser aproximadamente coherentes, dado un criterio, para un determinado número de los modos más lentos del sistema.

En sistemas de potencia formados por dos o más áreas de carga o generación, conectadas mediante un enlace débil, dichas áreas frecuentemente se comportarán de manera coherente en oscilaciones entre áreas.

En sistemas que tienen modos lentos entre áreas, se puede utilizar la propiedad de coherencia para identificar acoplamientos entre las componentes angulares de los valores propios de las oscilaciones entre-áreas. Más aún, es posible identificar las barras que oscilan de manera coherente con los generadores permitiendo dividir el sistema en un número de áreas igual al número de oscilaciones entre áreas.

3.3.1.1 Metodología [48]

No es una tarea fácil determinar los grupos coherentes mediante inspección visual de los valores propios. Se requiere asociar las variaciones angulares de cada máquina al modo entre áreas más cercano, por lo que se hace necesario definir un criterio de coherencia.

El criterio a utilizar es el propuesto en [48], los cosenos directores de las filas de los vectores propios correspondientes a los ángulos de los generadores (dcv).

Se definen los dcv, para dos vectores de largo n como:

$$dcv = \frac{\sum_{i=1}^n v_{1i} v_{2i}}{\sqrt{\sum_{i=1}^n v_{1i}^2 \sum_{i=1}^n v_{2i}^2}} \quad (3.1)$$

La coherencia ideal corresponde al valor unitario, por lo que los generadores coherentes son identificados cuando poseen el dcv más cercano a la unidad.

Luego, es necesario delimitar zonas dentro del sistema tal que cada barra esté asociada a una de estas zonas. Cada una de estas zonas debe pertenecer al sistema interno que, tal como se mencionó anteriormente, será dejado intacto durante el proceso de reducción.

Luego de definido el criterio de coherencia, es necesario definir el número r de grupos que se identificarán, el cual corresponde a los r modos más lentos del sistema. Se tendrán r_1 grupos de máquinas coherentes y r_2 máquinas aisladas, donde:

$$r_1 + r_2 = r \quad (3.2)$$

La elección de r será en general un proceso iterativo. Un r demasiado pequeño, afectará a la precisión en tanto que un r demasiado grande hará perder la utilidad de la reducción. Se suele probar con valores tales que se obtengan frecuencias típicas de oscilaciones inter área (menores a 1Hz) y luego ajustarlo según los requerimientos propios del problema.

Para calcular los valores y vectores propios del sistema, se utilizará la opción “*Modal Analysis*” disponible en DigSILENT Power Factory. El cálculo se realiza usando el algoritmo de cálculo QR, desarrollado en [72].

Una vez calculados los valores propios, se selecciona los r modos más lentos del sistema y a su vez las r máquinas representantes de cada uno de esos modos.

Para elegir las máquinas representantes de cada grupo, se calculan los factores de participación correspondientes a la componente de variación angular y se escoge la máquina con mayor participación en cada uno de los modos más lentos.

A continuación se realiza el cálculo de los dcv entre todas las máquinas y se asociará cada máquina a una de las r máquinas de referencia, con la cual se obtiene el dcv más cercano a la unidad. Adicionalmente, se considerarán coherentes a máquinas cuyo dcv sea mayor o igual a 0.9, es decir, se aceptará una tolerancia del 10%. En el caso que se produzcan dcv menores a este valor, será necesario aumentar el valor de r , hasta que se cumpla dicho criterio en cada caso.

Como última restricción, se verificará que solo se agrupen máquinas pertenecientes a una misma zona geográfica y a un mismo o similar nivel de tensión. Esto último se realiza debido a que al agregar máquinas de niveles de tensión muy distintos, se obtiene una desviación entre el nivel de carga del sistema original y el reducido.

Siguiendo este procedimiento se obtendrá r grupos, donde cada una de las máquinas del sistema se encontrará asociada a uno de estos grupos. En la sección 3.4.1 se describe este algoritmo de manera esquemática.

3.3.2 Agregación dinámica: equivalentes del REI

Después que los grupos coherentes son identificados, los generadores de cada grupo pueden ser agregados en un generador equivalente. Antes de la agregación, es necesario que las barras activas de los generadores se agrupen en una sola barra equivalente. Ambos procesos, la formación de barras equivalentes y la agregación, se explica en las siguientes secciones.

3.3.2.1 Formación de las barras equivalentes [22]

Todos los generadores pertenecientes a cada grupo coherente serán agregados en una sola barra equivalente, utilizando el circuito equivalente de REI, presentado en la Figura 3.5

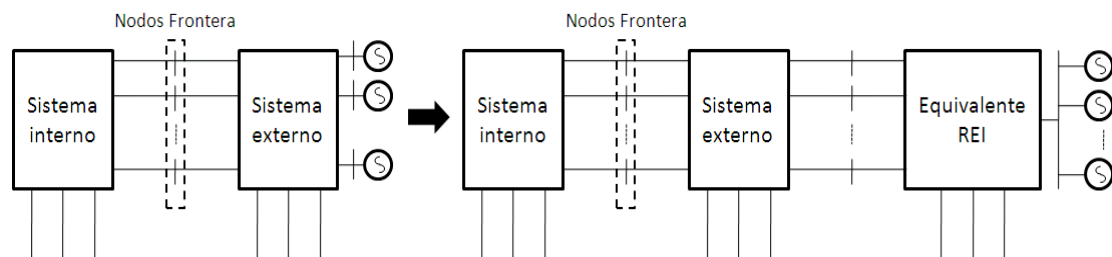


Figura 3.5 Formación del equivalente REI a partir de barras activas

El proceso empleado para el cálculo del circuito equivalente de REI se describe a continuación:

- PASO 1: Creación de una barra pasiva G cuya tensión puede tener un valor arbitrario. Por simplicidad, se le asignará un valor de $V_G = 0$.
- PASO 2: Cálculo de la corriente inyectada en cada nodo i, obtenida de la siguiente manera:

$$I_i = \left(\frac{S_i}{V_i} \right)^* \quad (3.3)$$

- PASO 3: Extender la barra G, adicionando una barra ficticia denotada con la letra R y voltaje V_R . Esta será la barra equivalente y sustituirá a las barras activas.
- PASO 4: Calcular la inyección de potencia aparente en el nodo R, la que se obtiene utilizando la ecuación ((3.4) y equivale a la suma fasorial de las potencias aparentes inyectadas S_i en cada barra n.

$$\overset{\circ}{S}_R = \sum_{i=1}^n \overset{\circ}{S}_i \quad (3.4)$$

- PASO 5: Obtener la corriente entre la barra G y la barra R utilizando la ley de Kirchhoff de las corrientes.

$$\overset{\circ}{I}_R = \sum_{i=1}^n \overset{\circ}{I}_i \quad (3.5)$$

- PASO 6: Obtener la tensión en el nodo V_R . Esta tensión está basada en la potencia aparente S_R y la inyección de corriente equivalente I_R .

$$V_R = \frac{S_R}{I_R^*} \quad (3.6)$$

- PASO 7: Calcular las admitancias de las ramas ficticias Y_i, Y_R que enlazan las barras ficticias a las barras activas. Como $V_G = 0$, los valores de las admitancias del circuito equivalente REI se toman dependientes solo de la potencia inyectada y del módulo de tensión.

$$Y_i = \frac{S_i^*}{|V_i|^2} \quad (3.7)$$

$$Y_R = -\frac{S_i^*}{|V_R|^2} \quad (3.8)$$

Finalmente, se obtiene un circuito equivalente sin pérdidas de potencia, cuya forma se puede observar en la Figura 3.6

3.3.2.2 Agregación dinámica de las máquinas sincrónicas en cada grupo coherente [23]

Al formar el equivalente de REI, todos los generadores coherentes quedan conectados a una barra común y es posible agregarlos o reunirlos en un solo generador equivalente como se muestra en la Figura 3.7.

Desde el punto de vista mecánico, los rotores de los generadores electromecánicamente coherentes pueden representarse como si ellos rotaran en un eje común. Esto se muestra en la Figura 3.8.

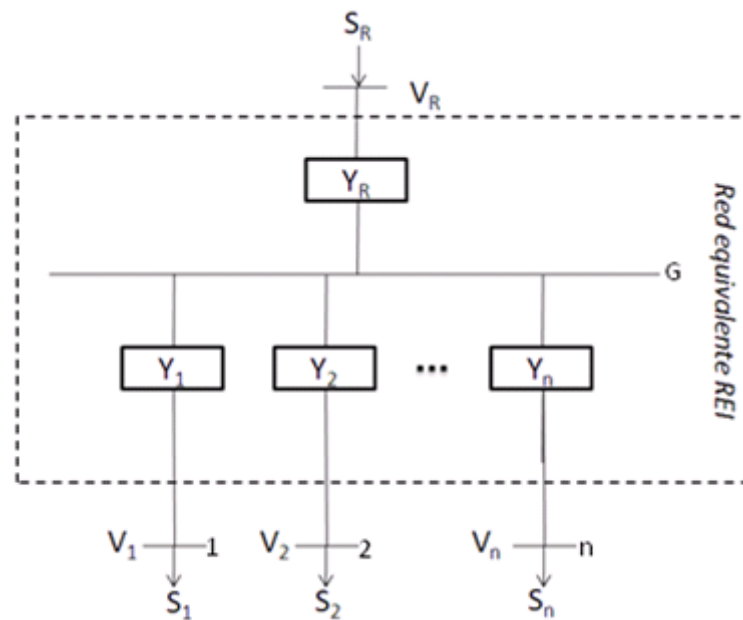


Figura 3.6 Circuito equivalente de REI

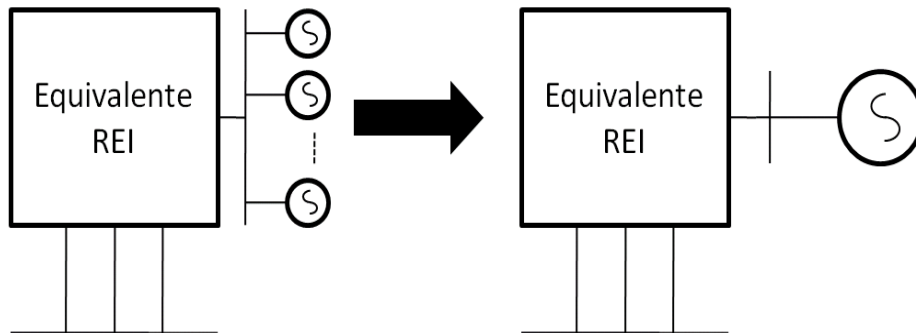


Figura 3.7 Formación de un generador equivalente a partir de los grupos coherentes.

Las máquinas pertenecientes a un mismo grupo coherentes deben estar fuertemente acopladas entre sí, por lo que la variación angular debe ser igual en todas las máquinas. Por lo anterior es posible representar la ecuación de oscilación del grupo de generadores de la siguiente manera:

$$\left(\sum_{i=1}^k M_i \right) \frac{d\omega}{dt} = \left(\sum_{i=1}^k P_{mi} \right) - \left(\sum_{i=1}^k P_{gi} \right) - \left(\sum_{i=1}^k D_i \right) \omega \quad (3.9)$$

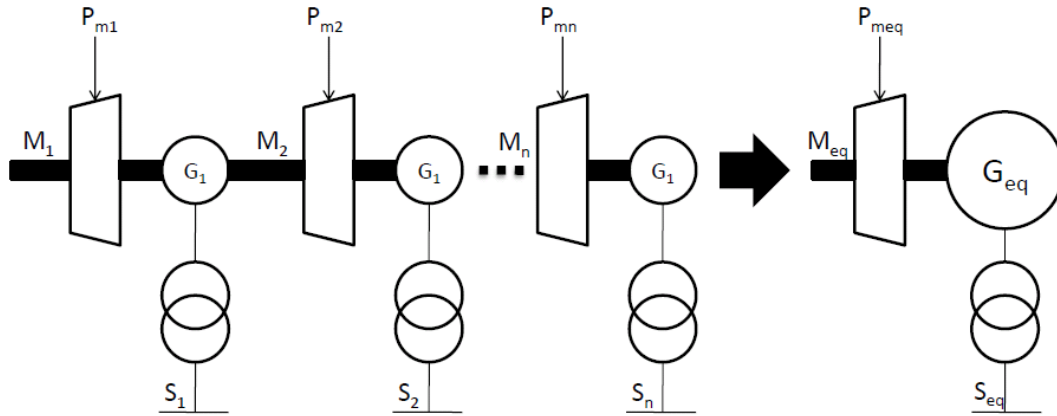


Figura 3.8 Agregación mecánica de máquinas coherentes

Donde k corresponde a la cantidad de generadores pertenecientes a un grupo coherente.

Se puede definir una constante de inercia y una constante de amortiguación para el generador equivalente sumando la constante de inercia y de amortiguación de cada generador coherente.

$$M_{eq} = \sum_{i=1}^k M_i \quad (3.10)$$

$$D_{eq} = \sum_{i=1}^k D_i \quad (3.11)$$

De esta forma, la ecuación de oscilación de la máquina equivalente estará dada (3.12).

$$M_{eq} \frac{d^2 \omega}{dt^2} = P_{meq} - P_{geq} - D_{eq} \omega \quad (3.12)$$

Como las máquinas están conectadas en un punto común, se puede definir la máquina sincrónica equivalente a partir del modelo detallado de cada generador coherente, para esto se utiliza el modelo de dos ejes (dq0).

Omitiendo la dinámica del estator y las pérdidas de armadura, el modelo de la máquina de dos ejes puede representarse por las ecuaciones ((3.13), ((3.14) y ((3.15).

$$\begin{pmatrix} \dot{e}'_d \\ \dot{e}'_q \end{pmatrix} = \begin{bmatrix} -1 & 0 \\ T'_{q0} & -1 \\ 0 & T'_{d0} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} e'_d \\ e'_q \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 & \frac{(x_q - x'_q)}{T'_{q0}} \\ -\frac{(x_d - x'_d)}{T'_{d0}} & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 \\ 1 \\ T'_{d0} \end{bmatrix} e_{fd} \quad (3.13)$$

$$\begin{bmatrix} \frac{v_d}{v_q} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} e'_d \\ e'_q \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 & x' \\ -x'_d & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} \quad (3.14)$$

$$\begin{bmatrix} \frac{v_d}{v_q} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} e'_d \\ e'_q \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 & x' \\ -x'_d & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} \quad (3.15)$$

Donde:

e_d, e_q = son las componentes en el eje d y q el del voltaje detrás de la reactancia sincrónica.

e'_d, e'_q = son las componentes en el eje d y q el del voltaje detrás de la reactancia transitoria.

i_d, i_q = son las componentes en el eje d y q de la corriente del estator.

v_d, v_q = son las componentes en el eje d y q del voltaje en los terminales

e_{fd} = es el voltaje proporcional al campo.

T_{d0}, T_{q0} = son las constantes de tiempo transitorias de circuito abierto en el eje d y q respectivamente.

El modelo de dos ejes de la máquina síncrona se puede apreciar en la Figura 3.9.

Considerando que las máquinas coherentes están conectadas a un punto común, es posible obtener el generador equivalente sumando las componentes de corriente de cada una de ellas.

Utilizando las ecuaciones (3.14) y (3.15), la corriente de la k-ésima máquina puede escribirse como:

$$\begin{bmatrix} i_{dk} \\ i_{qk} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & -1 \\ 1 & 0 \end{bmatrix} \frac{1}{x_{qk}} \begin{bmatrix} v_{dk} \\ v_{qk} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} 0 & -1 \\ 1 & 0 \end{bmatrix} \frac{1}{x_{dk}} \begin{bmatrix} e_{dk} \\ e_{qk} \end{bmatrix} \quad (3.16)$$

O de forma simplificada como:

$$i_k = A_k v_k - A_k e_k (k=1,2,\dots,m) \quad (3.17)$$

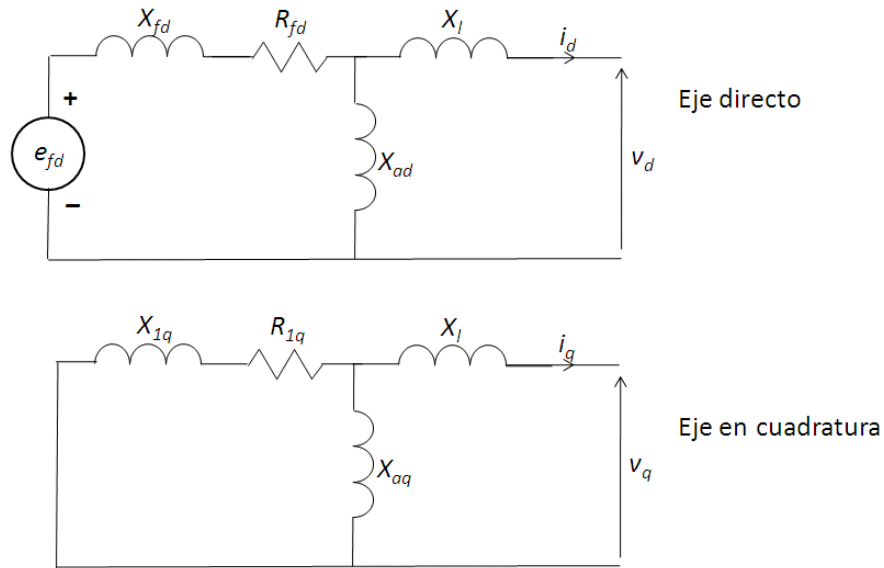


Figura 3.9 Modelo de dos ejes para la máquina síncronica

Sin embargo, no es posible sumar directamente los aportes de las corrientes, ya que la posición del eje de referencia q_k de cada máquina k con respecto a la tensión en los terminales V_T es el ángulo interno del rotor σ_k . Es decir, las variables en los terminales, asociadas a las máquinas estarán sobre un eje coordenado diferente.

Esto puede ser visualizado en la Figura 3.10.

Donde:

$$\Phi_j = \delta_j - \Theta_j \quad (3.18)$$

Como la tensión en los terminales es común para todas las máquinas coherentes, es posible proyectar las ecuaciones de los generadores a un par de ejes comunes D y Q mediante la matriz de transformación (3.19). La dirección del eje Q con respecto a la tensión en los terminales es denotada como θ .

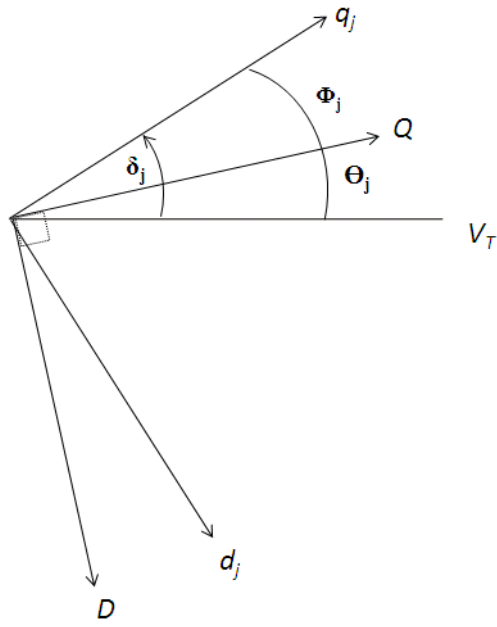


Figura 3.10 Definición de los ejes de referencia

$$T_k = \begin{bmatrix} \cos(\delta_k - \theta) & -\text{sen}(\delta_k - \theta) \\ \text{sen}(\delta_k - \theta) & \cos(\delta_k - \theta) \end{bmatrix} \quad k=1,2,\dots,m \quad (3.19)$$

Donde:

- δ_k es el ángulo del rotor de la k-ésima máquina
- θ es el ángulo del rotor de la máquina equivalente.

En consecuencia, la suma de todas las corrientes de las máquinas coherentes llevadas a un eje de referencia común, se puede representarse mediante la ecuación (3.20).

$$I^* = \left(\sum_{k=1}^m T_k A_k T_k^{-1} \right) V - \begin{bmatrix} T_1 A_1 & T_2 A_2 & \dots & T_m A_m \end{bmatrix} \begin{bmatrix} e_1 & e_2 & \dots & e_m \end{bmatrix}^T \quad (3.20)$$

Por otro lado, la ecuación que representa la máquina equivalente debe tener la misma forma que la ecuación (3.16), es decir:

$$I^* = A^*V - A^*E \quad (3.21)$$

Donde:

$$A' = \begin{bmatrix} A^*_{11} & A^*_{12} \\ A^*_{21} & A^*_{22} \end{bmatrix} = \sum_{k=1}^m T_k A_k T^{-1}_k \quad (3.22)$$

Restringiendo la matriz A^* a la misma estructura de la matriz de coeficientes A_k definida en (3.17), se puede obtener el ángulo θ mediante la ecuación (3.23).

$$\tan(2\theta) = \frac{\sum_{k=1}^m \left(\frac{1}{x_{qk}} - \frac{1}{x_{dk}} \right) \text{sen}(2\delta_k)}{\sum_{k=1}^m \left(\frac{1}{x_{qk}} - \frac{1}{x_{dk}} \right) \text{cos}(2\delta_k)} \quad (3.23)$$

Las reactancias sincrónicas equivalentes en el eje D y Q pueden ser representadas mediante las ecuaciones (3.24) y (3.25).

$$X^*_D = \frac{1}{\sum_{k=1}^m \left[\frac{1}{x_{qk}} \text{sen}(\delta_k - \theta)^2 + \frac{1}{x_{dk}} \text{cos}(\delta_k - \theta)^2 \right]} \quad (3.24)$$

$$X_{Q}^{*} = \frac{1}{\sum_{k=1}^m \left[\frac{1}{x'_{qk}} \cos(\delta_k - \theta)^2 + \frac{1}{x'_{dk}} \text{sen}(\delta_k - \theta)^2 \right]} \quad (3.25)$$

Las reactancias transitorias equivalentes pueden ser obtenidas por un procedimiento similar:

$$X_{D}^{*} = \frac{1}{\sum_{k=1}^m \left[\frac{1}{x'_{qk}} \text{sen}(\delta_k - \theta)^2 + \frac{1}{x'_{dk}} \cos(\delta_k - \theta)^2 \right]} \quad (3.26)$$

$$X_{Q}^{*} = \frac{1}{\sum_{k=1}^m \left[\frac{1}{x'_{qk}} \cos(\delta_k - \theta)^2 + \frac{1}{x'_{dk}} \text{sen}(\delta_k - \theta)^2 \right]} \quad (3.27)$$

Evaluación de T_{D0}^{*} y T_{Q0}^{*}

Combinando (3.13) con (3.15) el modelo de la k-ésima máquina puede escribirse como:

$$\begin{pmatrix} \dot{e}'_{dk} \\ \dot{e}'_{qk} \end{pmatrix} = \begin{bmatrix} -1 & 0 \\ T'_{q0k} & -1 \\ 0 & T'_{d0k} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} e'_{dk} \\ e'_{qk} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 \\ 1 \\ T'_{d0k} \end{bmatrix} e_{fdk} \quad (3.28)$$

Ó también como:

$$\dot{e}'_k = C_k e_k + D_k e_{fdk} \quad (3.29)$$

La ecuación correspondiente para la máquina equivalente es:

$$\dot{E}'_k = C^* E + D^* E_{FD} \quad (3.30)$$

La matriz C^* puede derivarse de las ecuaciones anteriores:

$$C^* = \begin{bmatrix} M'_1 C_1 & M'_2 C_2 & \dots & M'_m C_m \end{bmatrix} \begin{bmatrix} M_1 & M_2 & \dots & M_m \end{bmatrix}^R \quad (3.31)$$

Donde las matrices M'_k y M_k ($k=1,2,\dots, m$) son matrices constantes y pueden ser fácilmente calculadas. La inversa derecha $\begin{bmatrix} M_1 & M_2 & \dots & M_m \end{bmatrix}^R$ es evaluada para que la estructura de la matriz C^* esté restringida a ser una matriz diagonal. De esta manera, se obtienen las constantes de tiempo de circuito abierto equivalentes.

$$T_{D0}^* = \frac{-1}{C_{22}^*} \quad (3.32)$$

$$T_{Q0}^* = \frac{-1}{C_{11}^*}$$

3.3.3 Reducción estática: equivalente de Ward

Luego de obtener el equivalente dinámico, es necesario reducir el tamaño y complejidad de red. Esto se logra suprimiendo barras mediante eliminación Gaussiana en la matriz de admitancias del sistema externo. Éste método corresponde a una reducción estática, pues sólo se reducen las ecuaciones algebraicas de la red, linealizándolas en torno a un punto de equilibrio inicial. Se describirá el método en detalle a modo de documentación solamente, debido a que la realización de los equivalentes de Ward se encuentra implementada en el software DigSILENT Power Factory.

La ecuación nodal matricial de la red original puede representarse por:

$$\begin{bmatrix} \bar{I}_R \\ \bar{I}_E \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{Y}_{RR} & \bar{Y}_{RE} \\ \bar{Y}_{ER} & \bar{Y}_{EE} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \bar{V}_R \\ \bar{V}_E \end{bmatrix} \quad (3.33)$$

El subíndice E corresponde a las variables de las barras que serán eliminadas y el subíndice R corresponde a las variables de las barras que se conservarán.

Reordenando los términos de la segunda fila de la matriz se obtiene:

$$\bar{V}_e = \bar{Y}_{EE}^{-1}(\bar{I}_e - \bar{Y}_{EE} \bar{V}_R) \quad (3.34)$$

Reemplazando(3.34) en (3.33) se obtiene la siguiente matriz:

$$\begin{bmatrix} \bar{I}_R \\ \bar{V}_E \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{Y}_R & \bar{K}_1 \\ \bar{Y}_v & \bar{Y}_{EE}^{-1} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \bar{V}_R \\ \bar{I}_E \end{bmatrix} \quad (3.35)$$

Donde:

$$\begin{aligned} \bar{Y}_R &= \bar{Y}_{RR} - \bar{Y}_{RE} \bar{Y}_{EE}^{-1} \bar{Y}_{ER} \\ \bar{K}_v &= \bar{Y}_{EE}^{-1} \bar{Y}_{ER} \\ \bar{K}_i &= \bar{Y}_{EE}^{-1} \bar{Y}_{ER} \end{aligned} \quad (3.36)$$

Finalmente las corrientes nodales del sistema inalterado (R) son:

$$\bar{I}_R = \bar{Y}_R \bar{V}_R + \bar{K}_i \bar{I}_E \quad (3.37)$$

La admitancia Y_r representa a la red equivalente reducida compuesta de las barras inalteradas y las ramas externas que se le unen. Por otro parte, K_i corresponde a la matriz de distribución por donde circulan las corrientes desde las barras eliminadas a las inalteradas.

3.4 Paquete de simulación

En esta sección se presentará cada parte del proceso de reducción dinámica de manera esquemática. En la Figura 3.11 se presenta la estructura del proceso completo.

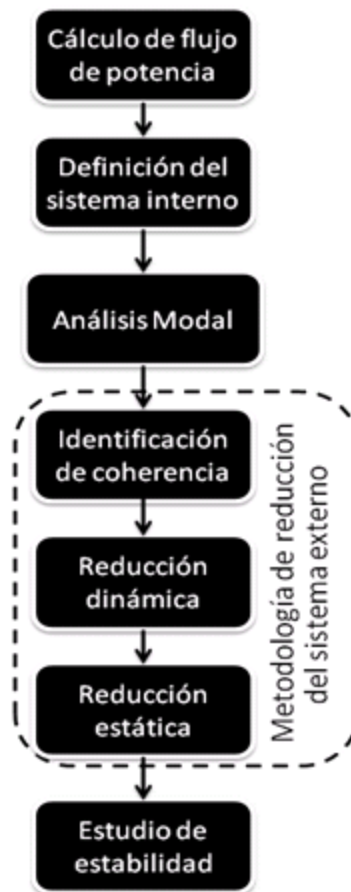


Figura 3.11 Diagrama completo del proceso de reducción dinámica

En las siguientes secciones se presentan los diagramas que representan las etapas de la metodología de reducción del sistema externo. Se omitirá la etapa de reducción estática debido a que esta será realizada directamente con el comando “*Ward*” incluido en DigSILENT Power Factory.

3.4.1 Identificación de coherencia

En la Figura 3.12 se presenta el esquema que representa el algoritmo de identificación de coherencia junto con la formación de las respectivas máquinas equivalentes por grupo.

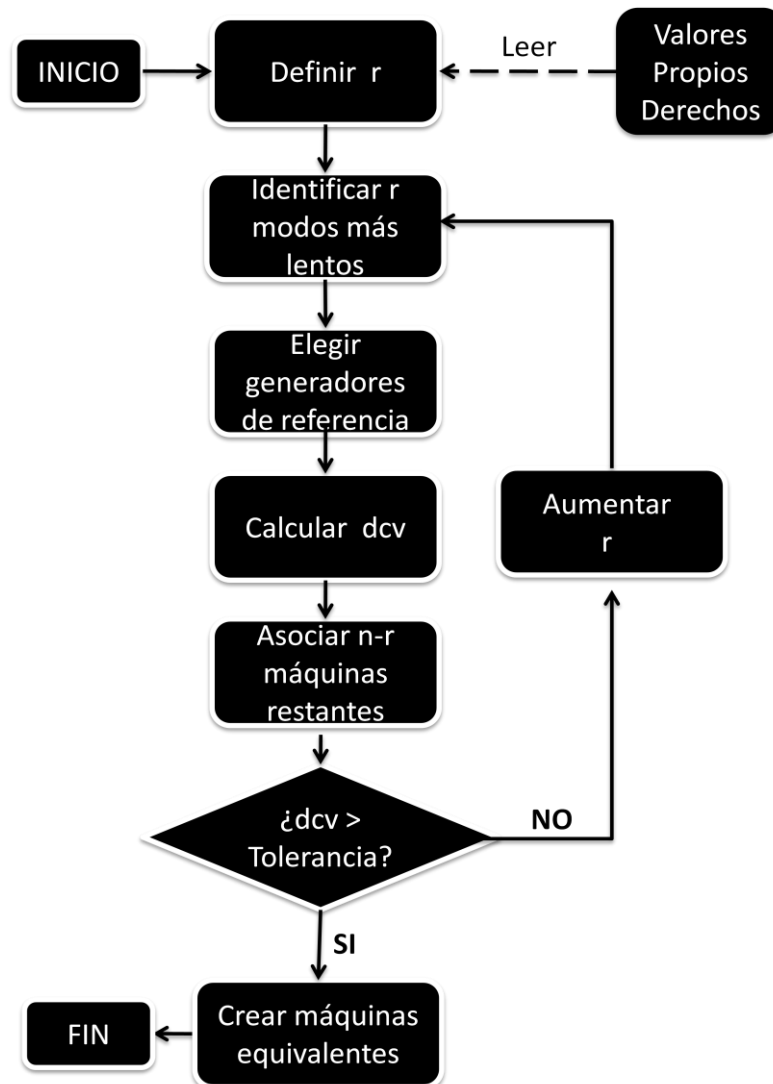


Figura 3.12 Diagrama de identificación de coherencia.

3.4.2 Agregación dinámica

En la Figura 3.13 se presenta el esquema que representa el algoritmo utilizado para la agregación dinámica una vez identificadas las máquinas coherentes y creadas los generadores equivalentes.



Figura 3.13 Diagrama de agregación dinámica

3.5 Desarrollo práctico de la metodología

La aplicación anteriormente descrita se realizó mediante comandos programados en DPL y comandos programados en EXCEL.

Primero, mediante un comando DPL, directamente desde DigSILENT Power Factory, se extraen los vectores propios correspondientes a los $n - 1$ modos oscilatorios del sistema, donde n es el número de máquinas generadoras en servicio. Esta información es exportada a una hoja de cálculo EXCEL

Dentro de esta hoja de cálculo, y mediante una macro se obtienen los r grupos de máquinas correspondientes con sus respectivas máquinas integrantes. Estos grupos son ajustados de forma manual, mediante la elección de r o la predefinición de las máquinas representantes de cada grupo, según el sistema interno definido.

Los grupos coherentes son ingresados a otro comando DPL mediante el cual se calculan las máquinas equivalentes para cada grupo.

El cálculo del equivalente del REI se realiza mediante una planilla de cálculo y las impedancias resultantes son incluidas de forma manual en el modelo en DigSILENT Power Factory.

El equivalente de Ward se realiza mediante un comando DPL que recibe como entrada las fronteras del sistema a externo a reducir.

Finalmente, los estudios de estabilidad transitoria se realizan de forma manual con los módulos presentes en DigSILENT Power Factory.

CAPÍTULO 4 APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA

4.1 Validación de la aplicación

A modo de validación, la metodología propuesta se aplicará a un sistema de pruebas planteado en la literatura [24]. El sistema escogido cuenta con una topología simétrica que consta de dos áreas. Cada área incluye dos unidades generadoras de 900 MVA y 20 kV nominales, con sus respectivos transformadores elevadores.

En la Figura 4.1 se presenta el sistema en cuestión y además se delimitan los sistemas interno y externo.

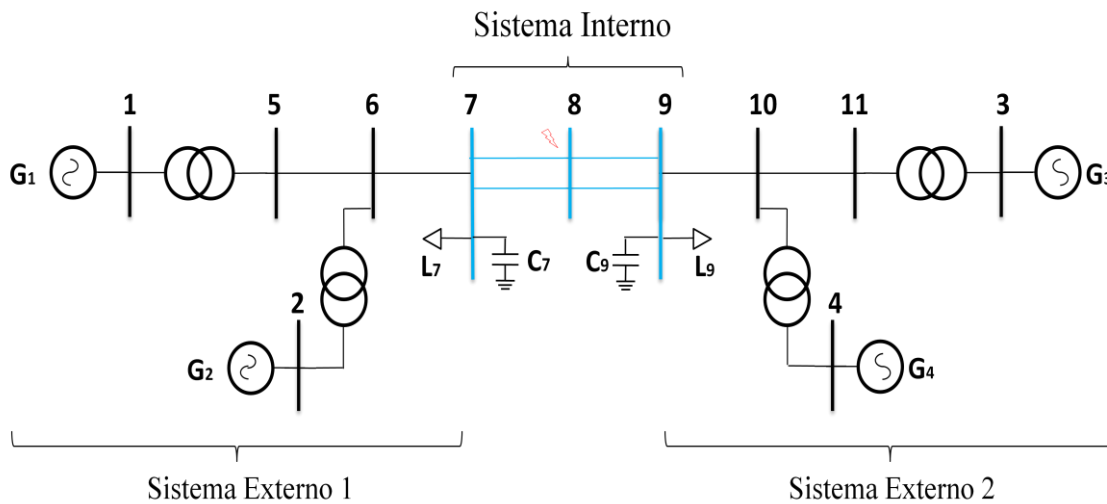


Figura 4.1 Sistema de prueba de dos áreas

El sistema interno está compuesto por las barras: 7,8 y 9. El sistema externo, separado en dos, está compuesto por las barras: 1, 2, 3, 4, 5 y 11. Por último, las barras 6 y 10 corresponden a las barras fronteras.

El detalle de los parámetros de los elementos del sistema se presenta en el anexo A.

Para ilustrar el funcionamiento de la metodología, se incluirá en esta sección algunos pasos intermedios del desarrollo.

Como perturbación se simula un cortocircuito trifásico en la barra número 8 en $t = 0.5$ s, con un tiempo de despeje de 0.1 s (6 ciclos), donde la frecuencia nominal es de 60 Hz.

Mediante el análisis modal, se obtienen directamente las frecuencias naturales de cada modo o valor propio. No obstante, es de interés analizar sólo los modos oscilatorios y el modo correspondiente a la máquina de referencia en el cálculo del flujo de potencia. Dichos modos con sus respectivas frecuencias son presentados en la Tabla 4.1

Cabe mencionar que la frecuencia de oscilación en hertz viene dada por:

$$f = \frac{\omega \left(\frac{rad}{s}\right)}{2\pi} = \frac{Parte\ Imaginaria}{2\pi} (Hz) \quad (4.1)$$

Tabla 4.1 Modos oscilatorios del sistema de pruebas

Modo	Valor Propio	Parte Real 1/s	Parte Imaginaria rad/s	Frecuencia Hz
1	1	0.000	0.000	0.000
2	6	-0.266	8.984	1.430
	7	-0.266	-8.984	1.430
3	4	-0.257	8.845	1.408
	5	-0.257	-8.845	1.408
4	2	-0.298	8.543	1.360
	3	-0.298	-8.543	1.360

4.1.1 Identificación de grupos coherentes.

Tal como se mencionó en el capítulo 2, el número de modos oscilatorios es igual al número de máquinas menos uno. En este caso, con cuatro máquinas, se tienen 3 modos oscilatorios (complejos conjugados) y un modo nulo que corresponde al modo asociado con la máquina de referencia (modo 1).

Ahora corresponde definir el número de modos más lentos a considerar. Se realizarán dos casos para notar la sensibilidad en los grupos formados con respecto a la elección de este parámetro.

Caso 1: $r = 2$

En este caso, los modos más lentos son los modos 1 y 2.

A continuación, en la Tabla 4.2, se presenta la participación de cada máquina en cada uno de los 2 modos más lentos, para la variable de variación angular. Esto se realiza con el objetivo de seleccionar las máquinas representantes de cada modo. En este caso se ha sombreado las máquinas con la mayor participación en cada modo.

Tabla 4.2 Factores de participación para $r = 2$.

Factor de participación	Modo	
	1	2
G1:PHI	1.000	0.000
G2:PHI	0.000	0.661
G3:PHI	0.000	0.358
G4:PHI	0.000	0.348

Luego, en la Tabla 4.3 se presentan las componentes de variaciones angulares de los vectores propios derechos correspondientes a los modos lentos.

Tabla 4.3 Vectores propios derechos para $r = 2$.

Vector propio derecho	Modo	
	1	2
G1:PHI	1.000	0.000
G2:PHI	0.999	1.000
G3:PHI	0.999	0.886
G4:PHI	0.999	0.883

Con esto se puede calcular la matriz de cosenos directores que nos indicará la coherencia de las máquinas. Dicha matriz es presentada en la siguiente Tabla 4.4.

Las máquinas de referencia, que se escogen como representantes para cada modo, son las únicas elegibles y se presentan sombreadas

Tabla 4.4 Matriz de cosenos directores para $r = 2$.

	G1	G2	G3	G4
G1	1.000	0.707	0.749	0.750
G2	0.707	1.000	0.998	0.998
G3	0.749	0.998	1.000	1.000
G4	0.750	0.998	1.000	1.000

Adoptando el mayor valor elegible se obtienen los siguientes grupos.

- Grupo 1: {G1}
- Grupo 2: {G2, G3, G4}

Caso 2: $r = 3$

Utilizando nuevamente la Tabla 4.1, esta vez los modos más lentos son los modos 1,2 y 4.

De forma análoga al caso anterior, en la Tabla 4.5 se presenta la participación de cada máquina en cada uno de los 3 modos más lentos, para la variable de variación angular.

Tabla 4.5 Factores de participación para $r = 3$.

Factor de participación	Modo		
	1	2	4
G1:PHI	1.000	0.000	0.000
G2:PHI	0.000	0.661	0.871
G3:PHI	0.000	0.358	0.429
G4:PHI	0.000	0.348	0.390

Continuando, en la Tabla 4.6 se presentan las componentes de variaciones angulares (magnitud) de los vectores propios derechos correspondientes a los modos lentos.

Tabla 4.6 Vectores propios derechos para $r = 3$.

Vector propio derecho	Modo		
	1	2	4
G1:PHI	1.000	0.000	0.000
G2:PHI	0.999	1.000	1.000
G3:PHI	0.999	0.886	-0.844
G4:PHI	0.999	0.883	-0.808

Con esto se puede calcular la matriz de cosenos directores que nos indicará la coherencia de las máquinas. Dicha matriz es presentada en la siguiente Tabla 4.7 .

Las máquinas de referencia son las únicas elegibles y se presentan sombreadas.

Tabla 4.7 Matriz de cosenos directores para $r = 3$.

	G1	G2	G3	G4
G1	1.000	0.577	0.633	0.641
G2	0.577	1.000	0.381	0.398
G3	0.633	0.381	1.000	1.000
G4	0.641	0.398	1.000	1.000

Adoptando el mayor valor elegible se obtienen los siguientes grupos.

- Grupo 1: {G1}
- Grupo 2: {G2 }
- Grupo 3: {G3, G4}

Por lo tanto, variando el valor de r , se obtiene grupos coherentes diferentes. No obstante, al incluir el criterio de no agregación entre máquinas de zonas distintas, el resultado para ambos casos será el mismo.

Es necesario hacer hincapié en que la elección de r está sujeta a criterios particulares de cada caso de estudio, así como las máquinas representantes.

4.1.2 Agregación dinámica

Los grupos 1 y 2 se constituyen por una sola máquina, razón por la que el interés radica en el grupo 3, constituido por las máquinas G3 y G4.

4.1.2.1 Formación de la barra equivalente

La intención en esta sección es encontrar el equivalente REI para el caso de estudio. Se detallan a continuación los siete pasos descritos en la sección 3.3.2.1.

Para la red de análisis en estado estacionario, la Tabla 4.8 presenta las condiciones iniciales

Tabla 4.8 Condición inicial en estado estable

	Parte Real (pu)	Parte Imaginaria (pu)	Magnitud (pu)	Ángulo (°)
S3	72.213	18.569	745.622	144.207
S4	70.368	21.224	734.991	167.841
V3	106.998	-0.006	1.070	-0.330
V4	107.995	-0.010	1.080	-0.530
V10	106.327	-0.120	1.070	-6.430
V11	106.329	-0.120	1.070	-6.420

En la Figura 4.2 se presenta el sistema externo 2, sobre el cual se realizará la reducción. La barra 9 representa el resto del sistema.

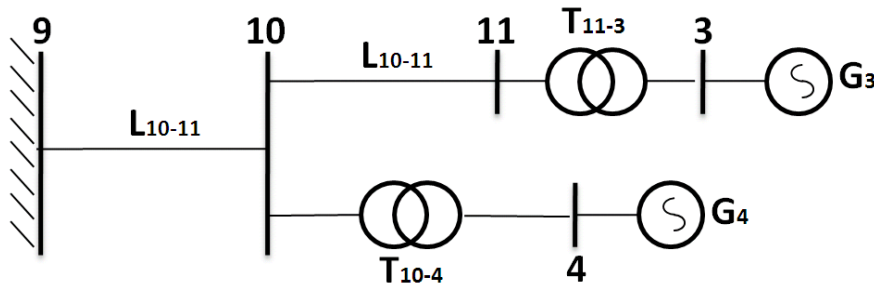


Figura 4.2 Sistema externo a reducir

- PASO 1: Creación de una barra pasiva G.

En la Figura 4.3 se puede apreciar la creación de la barra G.

- PASO 2: Cálculo de la corriente inyectada en cada nodo i .

En la Tabla 4.9 se presenta el cálculo de las corrientes inyectadas I_3 e I_4 .

- PASO 3: Extender la barra G , adicionando una barra ficticia denotada con la letra R y voltaje V_R .

En la Figura 4.3 se puede apreciar la creación de la barra ficticia R .

- PASO 4: Calcular la inyección de potencia aparente SR en el nodo R .

En la Tabla 4.9 se presenta el cálculo de la inyección de potencia aparente SR en el nodo R .

- PASO 5: Obtener la corriente entre la barra G y la barra R .

En la Tabla 4.9 se presenta el cálculo de la corriente I_R .

- PASO 6: Obtener la tensión en el nodo V_R .

En la Tabla 4.9 se presenta el cálculo de la tensión V_R .

- PASO 7: Calcular las admitancias de las ramas ficticias Y_i, Y_R .

En la Tabla 4.9 se presenta el cálculo de las admitancias de las ramas ficticias Y_i, Y_R .

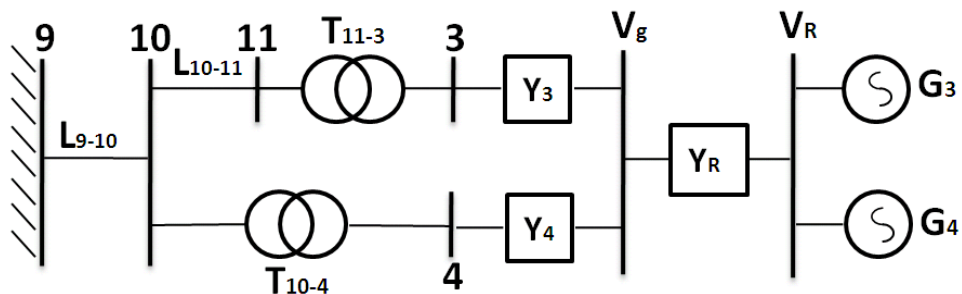


Figura 4.3 Equivalente REI del sistema externo a reducir

Las impedancias de las líneas L_{10-11} y L_{9-10} y de los transformadores T_{11-3} y T_{10-4} se incluyen en la Tabla 4.9

Tabla 4.9 Parámetros del equivalente REI

	Parte Real (pu)	Parte Imaginaria (pu)	Magnitud (pu)	Ángulo (°)
I3	6.738	-1.774	6.968	-14.751
I4	6.497	-2.025	6.805	-17.314
SR	14.258	3.979	14.803	15.594
IR	13.236	-3.800	13.770	-16.017
VR	1.075	-0.008	1.075	-0.423
Y3	6.307	-1.622	6.513	-14.421
Y4	6.033	-1.820	6.301	-16.784
YR	-12.338	3.444	-12.810	-15.594
Z_{9-10}	0.003	0.025	0.025	84.289
Z_{10-11}	0.001	0.010	0.010	84.289
Z_{11-3}	0.000	0.017	0.017	90.000
Z_{10-4}	0.000	0.017	0.017	90.000

4.1.2.2 Formación de la máquina equivalente

El procedimiento para el cálculo de los parámetros de la máquina equivalente se presenta a continuación:

Utilizando la ecuación (3.23) se calcula:

- $\Theta = -0.430^\circ$

Con esto se puede calcular:

Reactancias síncronas equivalentes

Se calculan utilizando Θ , δ_3 y δ_4 de la Tabla 4.8 y las ecuaciones (3.24) y (3.25).

Reactancia transitoria equivalente

Se calculan utilizando Θ , δ_3 y δ_4 de la Tabla 4.8 y las ecuaciones (3.26) y (3.27).

Reactancia transitoria equivalente

Se calcula utilizando la ecuación (3.10), más explícitamente, como la suma de las inercias de cada máquina.

Constantes de tiempo

Se calculan utilizando la ecuación (3.32).

Los resultados de los parámetros de la máquina equivalente se indican en la Tabla 4.10

Tabla 4.10 Parámetros de la máquina equivalente

Parámetro	Valor
X_d^*	0.899 p.u.
$X_d'^*$	0.149 p.u.
X_q^*	0.850 p.u.
$X_q'^*$	0.275p.u.
$T_{d0}'^*$	8.000 seg
H_{eq}	12.350seg

. En la Figura 4.4 se puede apreciar la conexión de la máquina equivalente en la barra V_R .

4.1.3 Reducción estática

En la Figura 4.4 se presenta el sistema previo a la reducción estática. La reducción se realiza utilizando directamente el equivalente de Ward presente en DigSILENT Power Factory.

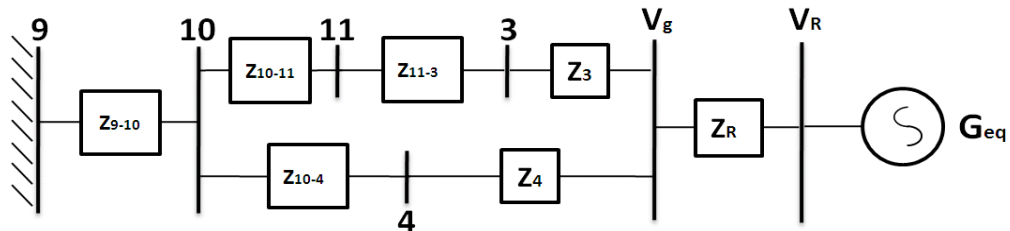


Figura 4.4 Representación del sistema externo para la reducción estática

El resultado de la reducción estática se presenta en la Figura 4.5

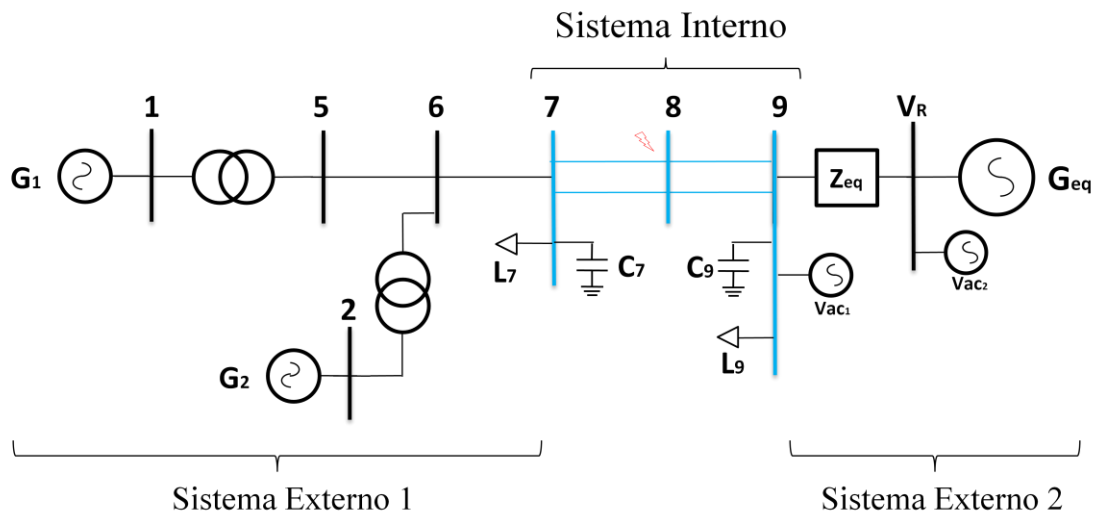


Figura 4.5 Equivalente de Ward del sistema externo

Donde

- $Z_{eq} = -0.0000083 + j0.00850546 \text{ p.u.}$

Las fuentes de tensión V_{AC1} y V_{AC2} , calculadas automáticamente por el software, fijan la tensión en las barras 9 y R. La impedancia Z_{eq} representa el comportamiento estático del sistema original.

4.1.4 Análisis de resultados

En la Figura 4.6, Figura 4.7 y Figura 4.8 se presentan las respectivas comparaciones entre los resultados del sistema original y del sistema reducido.

En la Figura 4.6 se presenta la velocidad del rotor en las cuatro máquinas del sistema original y en las tres máquinas del sistema reducido. Se puede observar que efectivamente las máquinas G3 y G4, que fueron identificadas como coherentes, oscilan juntas. Además la máquina equivalente, denominada Meq , del sistema reducido, representa de manera adecuada el comportamiento de las máquinas G3 y G4 del sistema original.

La Figura 4.6 puede generar confusión sobre la naturaleza de la perturbación. Como se indicó anteriormente, la perturbación aplicada corresponde a un cortocircuito trifásico en la barra 8, después de 6 ciclos, no obstante pareciera tratarse de una falla sin despeje. Esto se debe a que las inercias de las máquinas son muy elevadas y se simuló un intervalo de tan solo 3 segundos, siendo esto útil para observar de forma clara las oscilaciones.

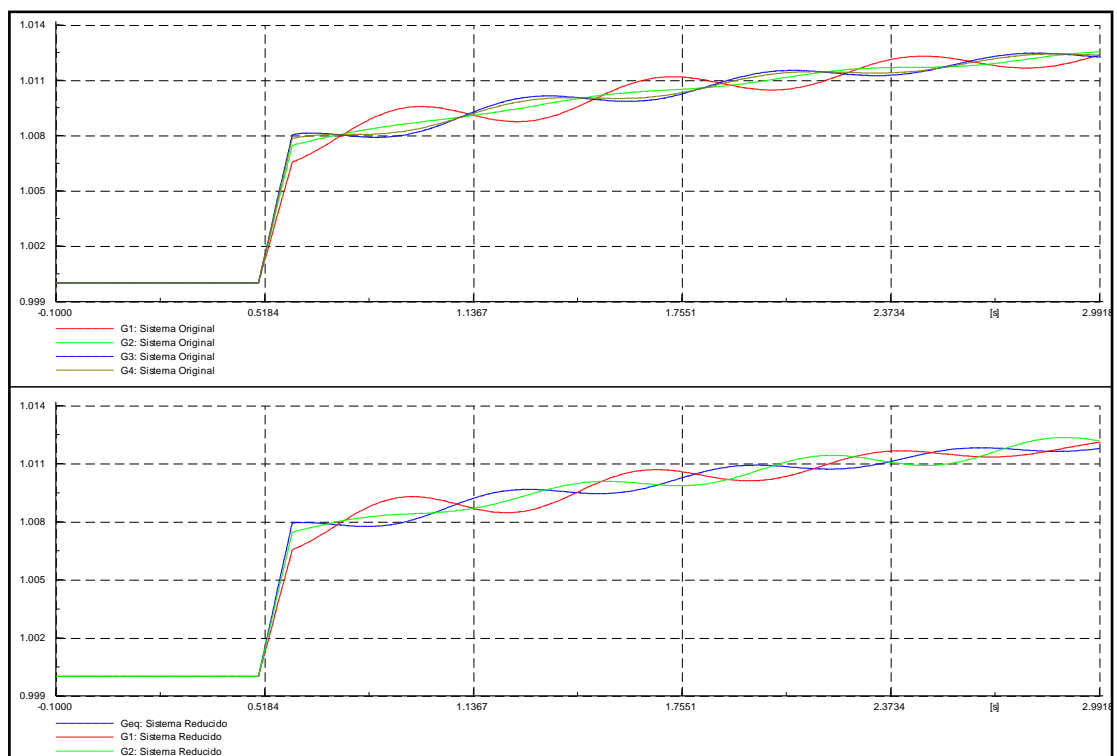


Figura 4.6 Velocidad de rotor en máquinas del sistema original y reducido

En la Figura 4.7 se realiza una comparación de la magnitud de la tensión en la barra 7 perteneciente al sistema interno. Se observa que la respuesta de esta variable frente a la perturbación es prácticamente idéntica.

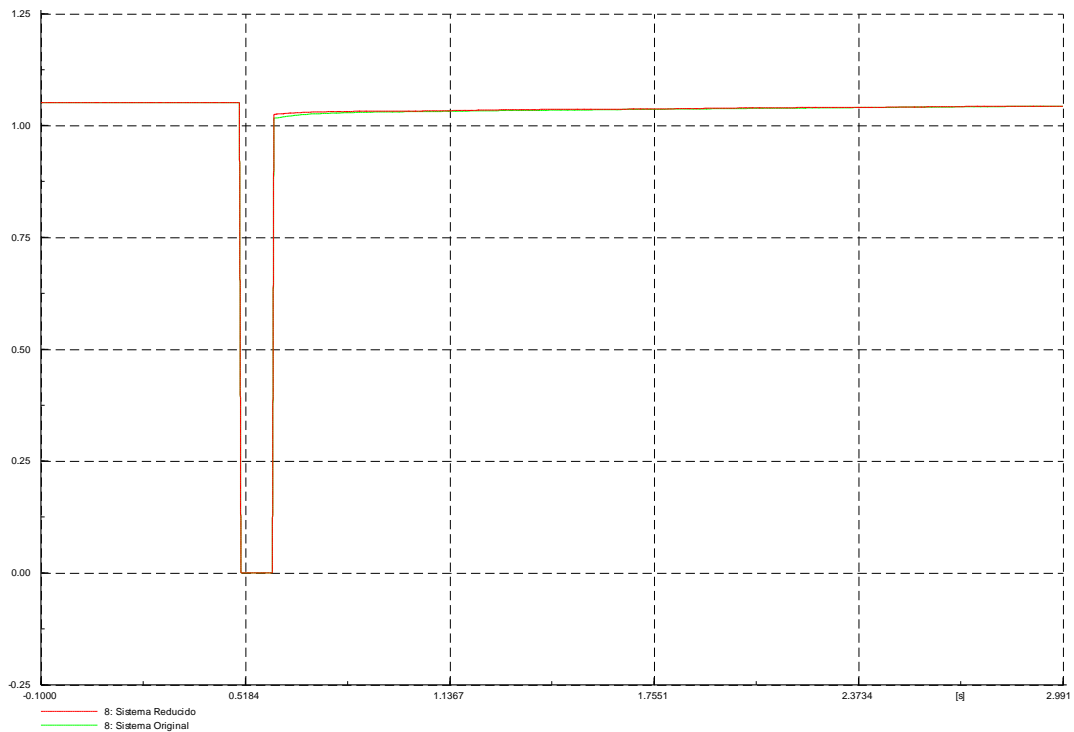


Figura 4.7 Comparación magnitud de tensión en sistema interno, original y reducido

Por último, en la Figura 4.8 se presenta la comparación del ángulo de la tensión de la barra 7 entre el sistema original y reducido. Se observa, al igual que al analizar la variable anterior, que el comportamiento del sistema reducido es prácticamente idéntico que el del sistema original.

Sin embargo, la excursión angular es mayor en el modelo reducido, lo que indica que se tiene una respuesta más conservadora que en el caso original. Esto debido a que una mayor excursión angular implica un mayor riesgo de colapso de tensión.

Se considera exitosa la validación de la aplicación por lo que se llevará a cabo, en la siguiente, la aplicación de la metodología a un caso de demanda del SING.

A priori es importante mencionar que, si bien la metodología se validó exitosamente para un sistema de pequeñas dimensiones, no quiere decir que la precisión obtenida sea extrapolable a un sistema de mayores dimensiones, por lo que es imperativo realizar una evaluación de la precisión en cada caso de estudio.

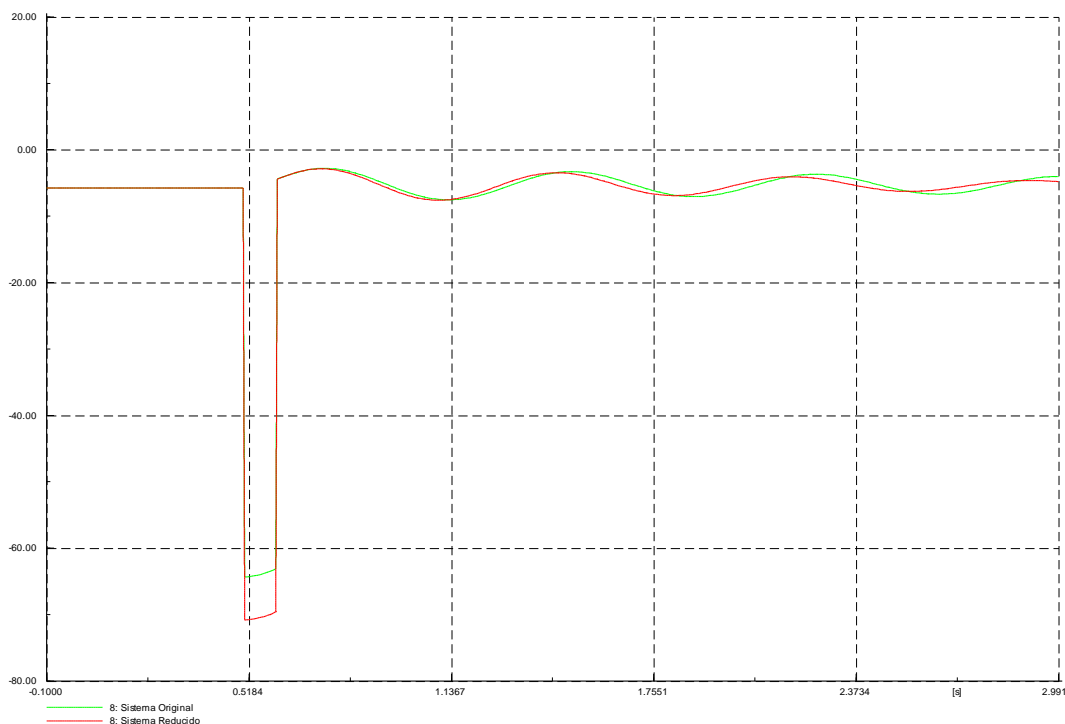


Figura 4.8 Comparación ángulo de tensión en sistema interno, original y reducido

4.2 Aplicación al caso de estudio

En esta sección se aplicará la metodología a un sistema interconectado real, el Sistema Interconectado del Norte Grande. Se utilizará una base de datos pública de este sistema, la incluida en los anexos (Anexo 9) de la parte III del informe final del estudio de transmisión troncal 2010 del SING (ETT SING-2010 – CNE 1019), disponible en [73]

Dentro de la base de datos, el caso de estudio utilizado es el denominado Caso Base. Los detalles de las máquinas de este sistema pueden ser consultados directamente en la base de datos de DigSILENT Power Factory. En la Figura 4.9 se presenta un diagrama unilineal simplificado del sistema original en donde se define y delimita el sistema interno. El sistema interno corresponde principalmente al sistema de transmisión troncal del SING, destacado en color rojo en la Figura 4.9. Adicionalmente se agregaron al sistema interno algunas cargas importantes con el fin de estudiar posteriormente la estabilidad transitoria y el efecto de estas cargas en la misma.

Las líneas incluidas en el sistema interno son las siguientes:

Sistema de transmisión troncal:

- Línea 2x220 kV Tarapacá - Lagunas.
- Línea 1x220 kV Crucero - Lagunas N°1.
- Línea 1x220 kV Crucero - Lagunas N°2.
- Línea 2x220 kV Crucero - Encuentro.
- Línea 2x220 kV Atacama - Encuentro.

Líneas adicionales:

- Línea 1x220 kV Tarapacá - Lagunas.
- Línea 1x220 kV Lagunas - Collahuasi.
- Línea 1x220 kV Encuentro - Collahuasi.
- Línea 1x220 kV Encuentro - Spence.
- Línea 1x220 kV Crucero - Radomiro Tomic.
- Línea 1x220 kV Crucero - El Abra.

Se omitió en las listas anteriores las barras conectadas por las líneas mencionadas y las cargas conectadas a dichas barras.

Iterando el valor de r mediante la aplicación que ejecuta la metodología, se obtienen distintos grupos coherentes. Para $r = 8$ se obtienen grupos coherentes con tolerancia del 90%.

En la Tabla 4.11 se presentan los resultados preliminares de la identificación de coherencia. En la Tabla 4.12 se presentan los grupos coherentes definitivos que se utilizarán para la reducción, los grupos preliminares de la Tabla 4.11 fueron modificados de manera que los grupos definitivos contengan máquinas cercanas y pertenecientes a un mismo similar nivel de tensión. En la Tabla 4.11 se incluyen las máquinas operativas. Además, se utiliza la designación de grupos de la Tabla 4.12 y en caso de ser necesario, para evitar confusiones, se incluyen los nombres de las máquinas de esta misma tabla. El detalle de los parámetros de las máquinas del sistema original se puede consultar directamente en la base de datos de DigSILENT Power Factory.

Tabla 4.11 Grupos de máquinas coherentes para $r = 8$

Maquina	Representante	Grupo	Conteo	DCV
CAVA	rw NG NTO1	1	13	0.90657109
Chuquicamata UGs 1-3				0.9970731
G. M. Blancos				0.9849454
MAIQ6				0.96528548
Tamaya 1-10				0.98914709
UGs ENORChile 0.4 MW				0.95198517
UGs ENORChile 1.1 MW				0.95392348
UGs El Peñon				0.9776549
UGs Inacal				0.97739774
UGs ZOFRI 11-12				0.96658888
UGs ZOFRI 7-10				0.96622356
rw NG NTO1				1
rw NG NTO2				0.99986408
rw AG Salta TV10				rw AG Salta TV10
rw GA TV1C	rw GA TV1C	3	1	1
rw GA TV2C	rw GA TV2C	4	1	1
rw GA TG1A	rw GA TG1A	5	3	1
rw GA TG2A				1
rw GA TG2B				0.99999639
CHAPI-2	rw CT CTTAR	6	3	0.98274234
Quebrada Blanca UGs				0.9042987
rw CT CTTAR				1
xrw EA U10	xrw EA U10	7	5	1
xrw EA U12				0.99132353
xrw EA U13				0.99151357
xrw EA U14				0.99794818
xrw EA U15				0.9944853
xrw ED CTM1	xrw ED CTM1	8	1	1

Tabla 4.12 Grupos coherentes

Maquina	Grupo	Cantidad
CHAP1-2	1	1
UGs ZOFRI 11-12	2	4
UGs ZOFRI 7-10		
UGs ENORChile 0.4 MW		
UGs ENORChile 1.1 MW		
MAIQ6	3	1
rw NG NTO1	4	2
rw NG NTO2		
rw AG Salta TV10	5	1
rw GA TV1C	6	1
rw GA TV2C	7	1
rw GA TG1A	8	3
rw GA TG2A		
rw GA TG2B		
Quebrada Blanca UGs	9	3
xrw EA U10	10	5
xrw EA U12		
xrw EA U13		
xrw EA U14		
xrw EA U15		
xrw ED CTM1	11	1
CAVA	12	1
G. M. Blancos	13	1
Chuquicamata UGs 1-3	15	1
Tamaya 1-10	16	1
UGs El Peñon	17	1
UGs Inacal	18	1
rw CT CTTAR	19	1

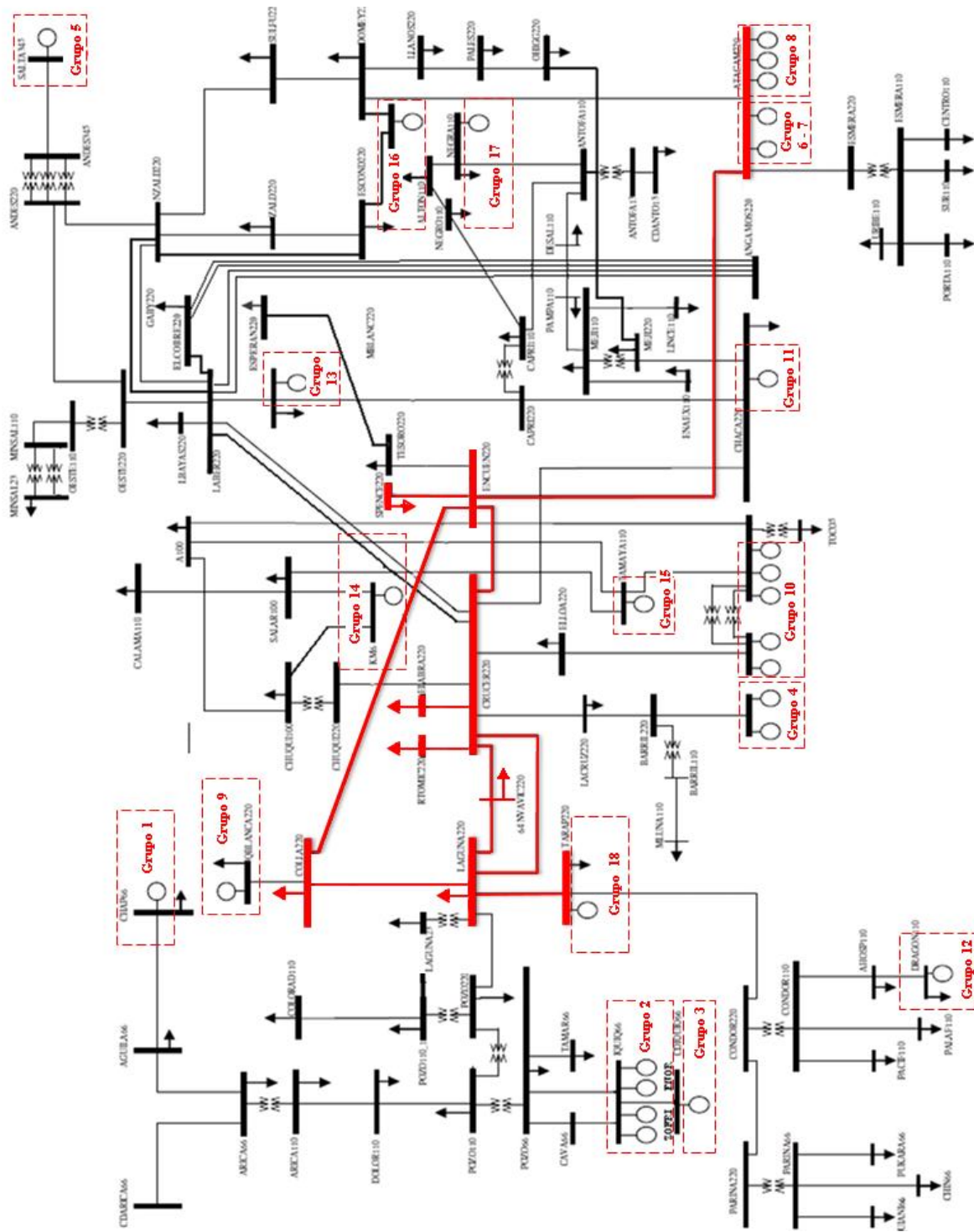


Figura 4.9 Unilineal simplificado sistema original

En la Tabla 4.13 indica la designación de las máquinas del sistema reducido. Los parámetros principales de dichas máquinas se pueden consultar en el anexo C.

Tabla 4.13 Designación máquinas sistema reducido

Maquina	Grupo	Designación
CHAP1-2	1	CHAP1-2
UGs ZOFRI 11-12	2	Meq2
UGs ZOFRI 7-10		
UGs ENORChile 0.4 MW		
UGs ENORChile 1.1 MW		
MAIQ6	3	1
rw NG NTO1	4	Meq4
rw NG NTO2		
rw AG Salta TV10	5	1
rw GA TV1C	6	1
rw GA TV2C	7	1
rw GA TG1A	8	Meq8
rw GA TG2A		
rw GA TG2B		
Quebrada Blanca UGs	9	3
xrw EA U10	10	Meq10
xrw EA U12		
xrw EA U13		
xrw EA U14		
xrw EA U15		
xrw ED CTM1	11	1
CAVA	12	1
G. M. Blancos	13	1
Chuquicamata UGs 1-3	14	1
Tamaya 1-10	15	1
UGs El Peñon	16	1
UGs Inacal	17	1
rw CT CTTAR	18	1

4.3 Presentación de resultados

Para los grupos coherentes presentados en la sección anterior se realizó el cálculo para obtener el equivalente dinámico. Los resultados generales de la reducción se presentan en la Tabla 4.14.

El sistema reducido simplificado se presenta en la Figura 4.10, en donde las máquinas se denominan por simplicidad según el grupo designado en la Tabla 4.13.

Los parámetros principales de dichas máquinas se pueden consultar en el anexo C.

Tabla 4.14 Comparativa general sistema original y reducido

Elementos	Sistema	Sistema	Reducción
	Original	Reducido	%
Cargas	217	150	31
Líneas	179	90	50
Barras	933	635	32
Transformadores de dos enrollados	169	116	31
Transformadores tres enrollados	37	20	46
Centrales eléctricas	80	62	23
Máquinas sincrónicas	28	18	36
Tiempo de simulación	32	20	38

En la siguiente sección se analizará la estabilidad transitoria tanto del sistema original como del reducido, frente distintas perturbaciones, para comparar la respuesta de ambos sistemas.

4.3.1 Estudios de estabilidad transitoria

La estabilidad transitoria se estudia para una condición de despacho y carga, configuración del sistema y contingencia, es un estudio por contingencia. En este caso solo se analizará la respuesta electromecánica de algunos elementos frente a un conjunto de contingencias.

La respuesta electromecánica se estudiará para los siguientes elementos del sistema interno:

- Collahuasi 23 – Barra de carga
- Radomiro Tomic 220 – Barra de carga
- Spence 220 – Barra de carga
- Tarapacá 220 – Barra de generación
- Nueva Victoria 220 – Barra de carga

Las perturbaciones utilizadas para dichos estudios son las siguientes:

- Cortocircuito trifásico en la línea Crucero – Lagunas 220 kV #2 en el instante 0.5 y después de 6 ciclos.
- Cortocircuito trifásico en la línea Encuentro Collahuasi 220 kV en el instante 0.5 y después de 6 ciclos.
- Cortocircuito trifásico en la línea Encuentro Collahuasi 220 kV en el instante 0.2 y después de 60 ciclos.

Los resultados de la magnitud y ángulo de la tensión de las barras del sistema interno seleccionadas, son presentados en las siguientes secciones.

Adicionalmente se presenta el cálculo del error relativo agregado de la respuesta del sistema reducido con respecto al sistema original.

El error relativo se calcula de la siguiente forma:

$$Error\ Relativo\ (t) = \frac{Sistema\ Original\ (t) - Sistema\ Reducido\ (t)}{Sistema\ Original(t) * N^{\circ}Muestras} \quad (4.2)$$

Luego, el error relativo total o agregado corresponde a la suma de los errores relativos para cada conjunto discreto de puntos considerados. Esta suma es la presentada para cada caso en las siguientes secciones.

En los casos estudiados, las simulaciones se realizan para un horizonte de evaluación de 3 segundos considerando un número total de 602 muestras.

4.3.1.1 Falla en línea Crucero-Lagunas 220 kV #2

A continuación se presentan los resultados de las simulaciones y los errores relativos frente a un cortocircuito trifásico, en la línea Crucero-Lagunas 220 kV #2, después de 6 ciclos, para los elementos del sistema interno seleccionados.

Collahuasi 23 kV

Error en la magnitud = 3.1%

Error en el ángulo = 4.1%

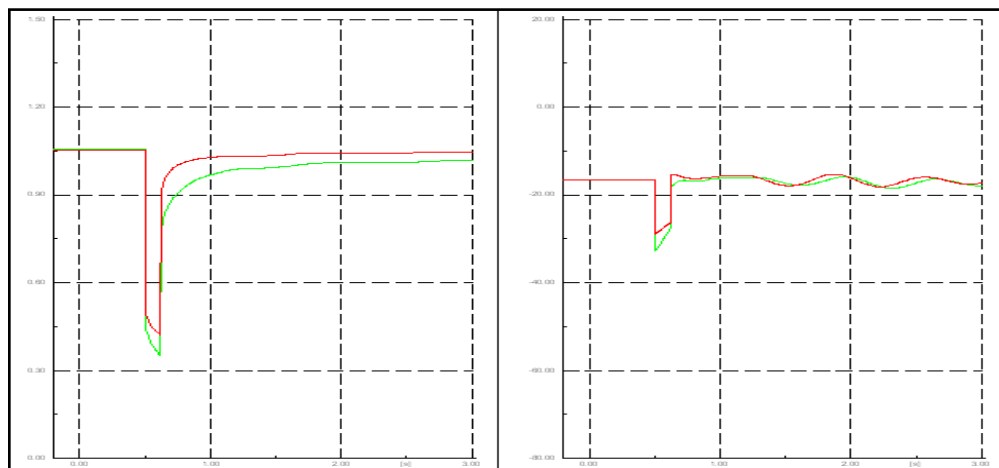


Figura 4.11 Comparación de magnitud de tensión y ángulo en barra Collahuasi 23kV, entre sistema original(verde) y Reducido(rojo)

Radomiro Tomic 220 kV

Error en la magnitud = 4.4 %

Error en el ángulo = 2.7 %

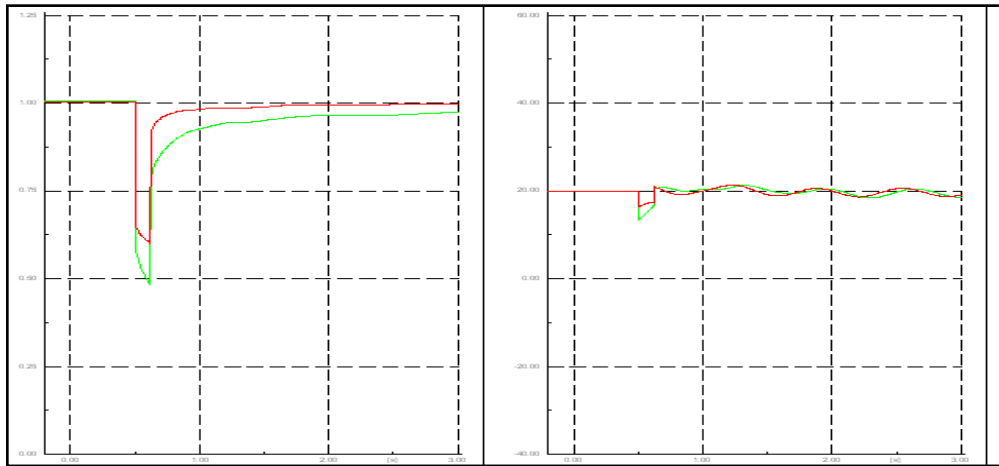


Figura 4.12 Comparación de magnitud de tensión y ángulo en Radomiro Tomic 220kV, entre sistema original(verde) y Reducido(rojo)

Spence 220 kV

Error en la magnitud = 4.1 %

Error en el ángulo = 2.6 %

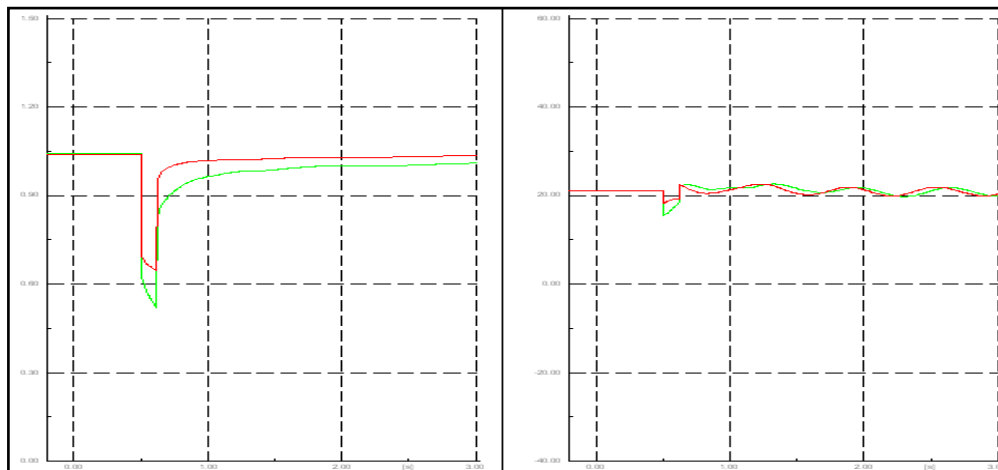


Figura 4.13 Comparación de magnitud de tensión y ángulo en Spence 220kV, entre sistema original(verde) y Reducido(rojo)

Tarapacá 220 kV

Error en la magnitud = 4.4 %

Error en el ángulo = 2.5 %

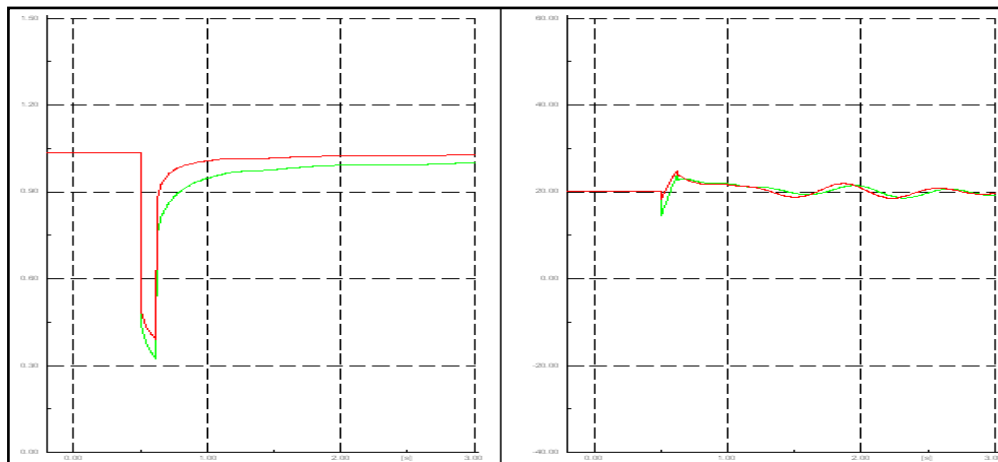


Figura 4.14 Comparación de magnitud de tensión y ángulo en Tarapacá 220kV, entres sistema original(verde) y Reducido(rojo)

Nueva Victoria 220 kV

Error en la magnitud = 4.3 %

Error en el ángulo = 1.0 %

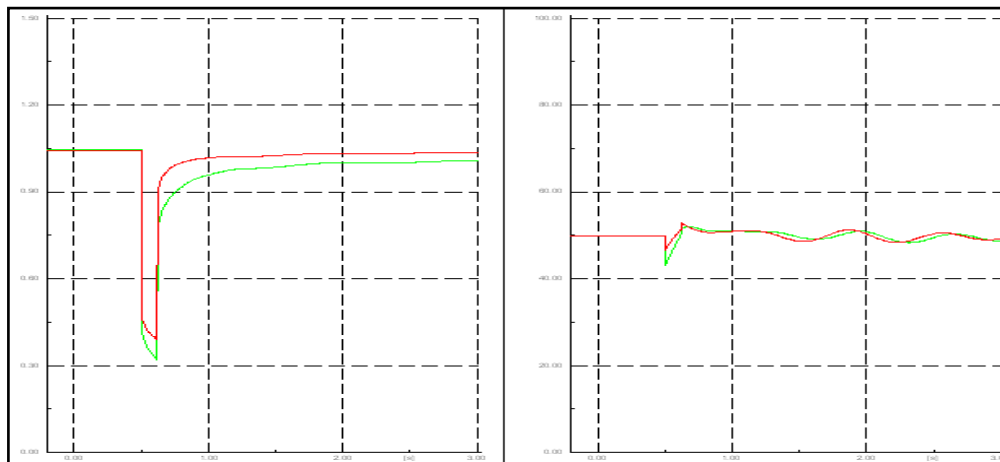


Figura 4.15 Comparación de magnitud de tensión y ángulo en Nueva Victoria 220kV, entres sistema original(verde) y Reducido(rojo)

En este caso, el sistema original ante la perturbación aplicada se comporta de manera estable y el sistema reducido, ante la misma perturbación, también.

Con respecto a la precisión calculada, se obtienen valores del error relativo promedio del 4.1% para la magnitud de la tensión y del 2.6% para el ángulo de la tensión, valores considerados aceptables.

La mayor imprecisión está presente en la magnitud de la tensión, debido a que el sistema original demora un tiempo mayor en alcanzar el nuevo punto de equilibrio estable. Para mejorar este aspecto, se sugiere utilizar el método de Zhukov presentado en [43] para la formación de las barras equivalentes.

4.3.1.2 Falla 1 en línea Encuentro-Collahuasi 220 kV

A continuación se presentan los resultados de las simulaciones y los errores relativos frente a un cortocircuito trifásico, en la línea Encuentro – Collahuasi 220 kV, después de 6 ciclos, para los elementos del sistema interno seleccionados.

Collahuasi 23 kV

Error en la magnitud = 3.6 %

Error en el ángulo = 2.8 %

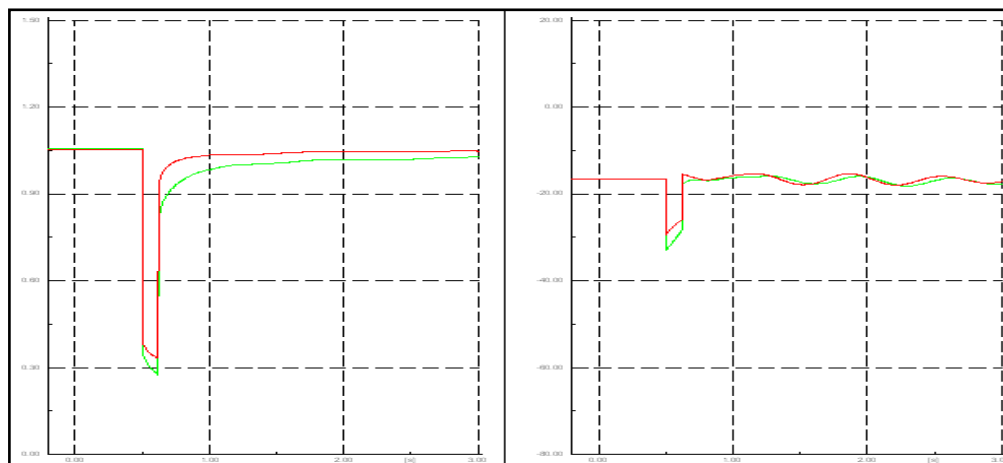


Figura 4.16 Comparación de magnitud de tensión y ángulo en Collahuasi 23kV, entre sistema original(verde) y Reducido(rojo)

Radomiro Tomic 220 kV

Error en la magnitud = 3.6 %

Error en el ángulo = 2.6 %

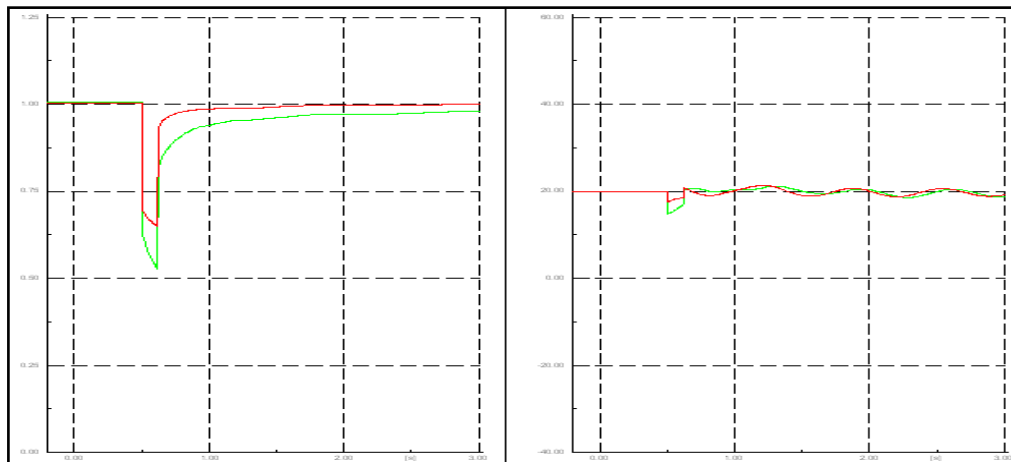


Figura 4.17 Comparación de magnitud de tensión y ángulo en Radomiro Tomic 220kV, entre sistema original(verde) y Reducido(rojo)

Spence 220 kV

Error en la magnitud = 3.4 %

Error en el ángulo = 2.5 %

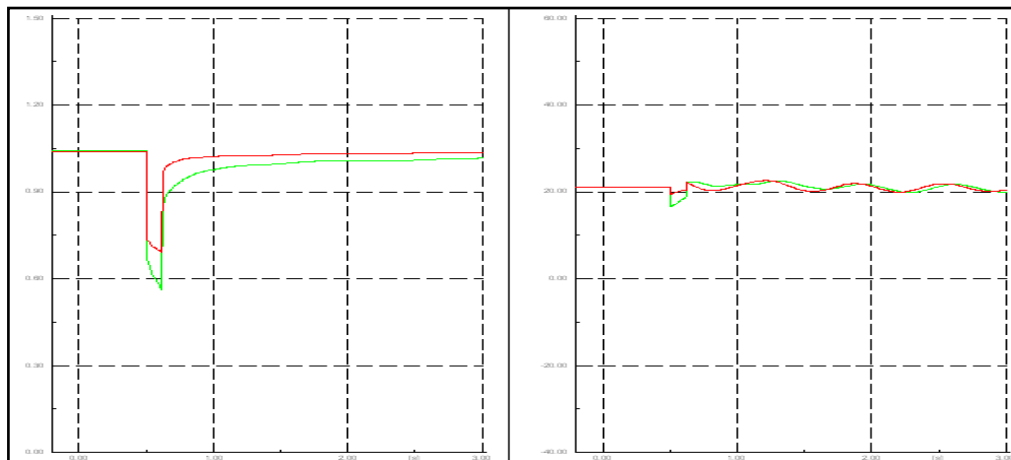


Figura 4.18 Comparación de magnitud de tensión y ángulo en Spence 220kV, entre sistema original(verde) y Reducido(rojo)

Tarapacá 220 kV

Error en la magnitud = 3.7 %

Error en el ángulo = 2.5 %

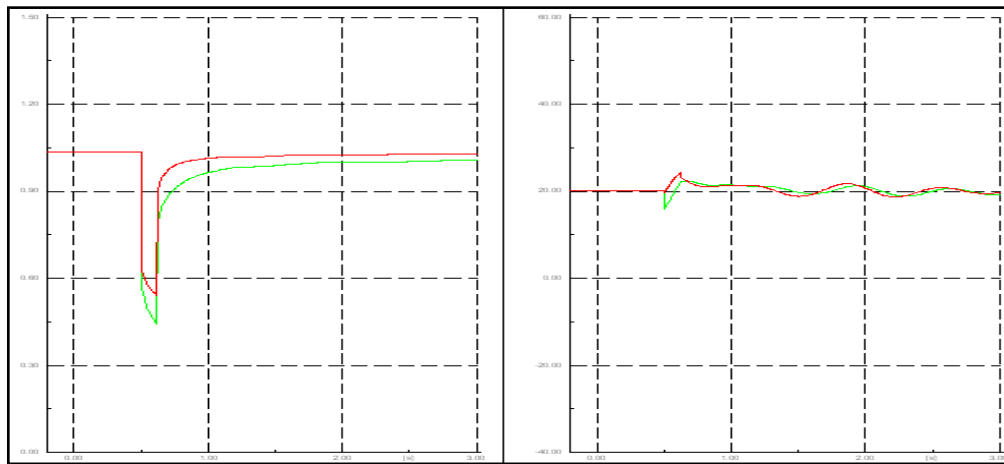


Figura 4.19 de magnitud de tensión y ángulo en Tarapacá 220kV, , entre sistema original(verde) y Reducido(rojo)

Nueva Victoria 220 kV

Error en la magnitud = 3.6 %

Error en el ángulo = 1.0 %

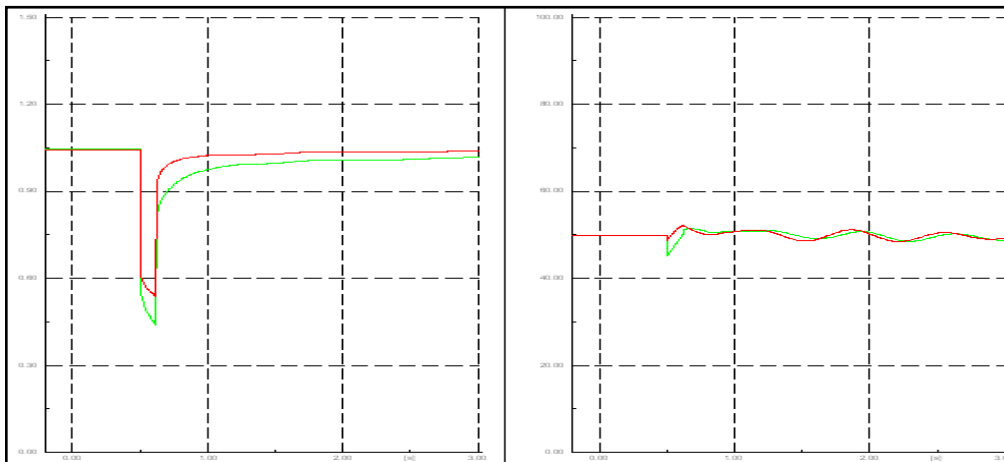


Figura 4.20 de magnitud de tensión y ángulo en Nueva Victoria 220kV, entre sistema original(verde) y Reducido(rojo)

En este caso, al igual que en el caso anterior, el sistema original ante la perturbación aplicada es estable y el sistema reducido ante la misma perturbación lo es también. Con respecto a la precisión calculada, se obtienen valores del error relativo promedio del 3.6% para la magnitud de la tensión y del 2.3% para el ángulo de la tensión, valores considerados aceptables. Los valores de error encontrados en este caso son ligeramente menores al caso anterior y esto se explica porque la perturbación se encuentra más alejada de los centros de generación que en el caso anterior.

Se observa que tanto el hueco de tensión como la excursión angular durante la falla son mayores en el sistema original. Por otro lado, durante la primera oscilación, estos valores son mayores en el sistema reducido, que tal como se esperaba, entrega una respuesta más conservadora para la primera oscilación.

4.3.1.3 Falla 2 en línea Encuentro-Collahuasi 220 kV

A continuación se presentan los resultados de las simulaciones frente a un cortocircuito trifásico, en la línea Crucero-Lagunas 220 kV #2, después de 60 ciclos, para los elementos del sistema interno seleccionados.

Collahuasi 23 kV

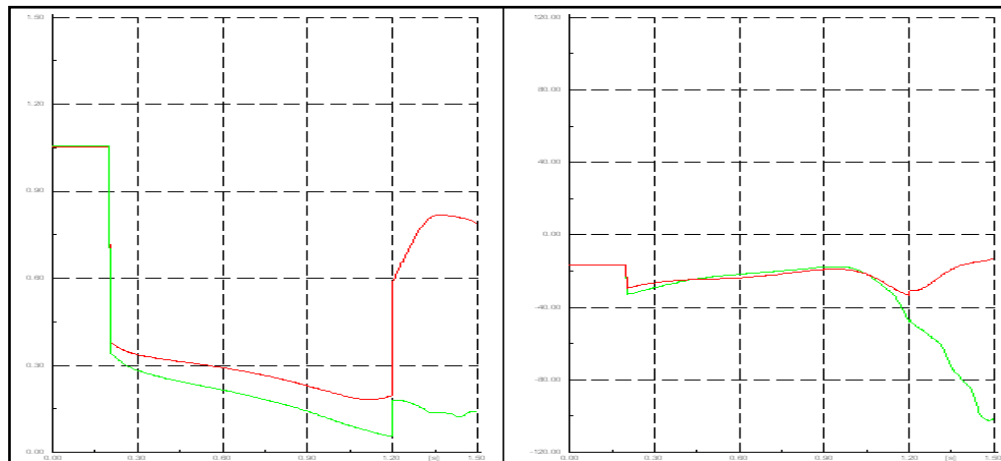


Figura 4.21 Comparación de magnitud de tensión y ángulo en Collahuasi 23kV, entre sistema original (verde) y reducido (rojo)

Radomiro Tomic 220 kV

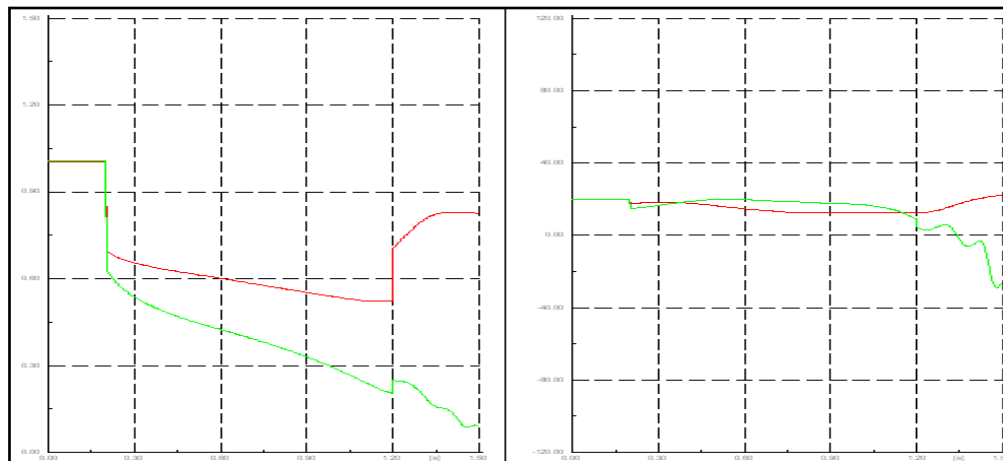


Figura 4.22 Comparación de magnitud de tensión y ángulo en Radomiro Tomic 220kV, entre sistema original(verde) y Reducido(rojo)

Spence 220 kV

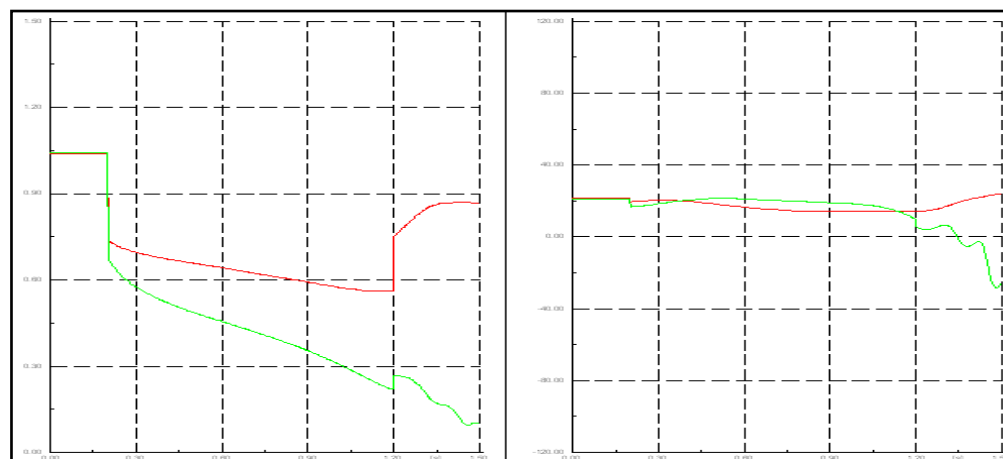


Figura 4.23 Comparación de magnitud de tensión y ángulo en Spence 220kV, entre sistema original(verde) y Reducido(rojo)

Tarapacá 220 kV

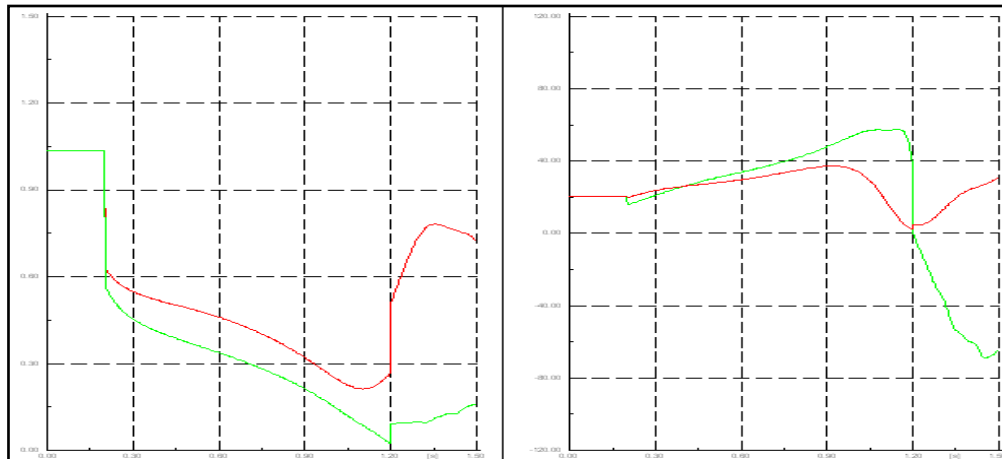


Figura 4.24 Comparación de magnitud de tensión y ángulo en Tarapacá 220, entre sistema original(verde) y Reducido(rojo)

Nueva Victoria 220 kV

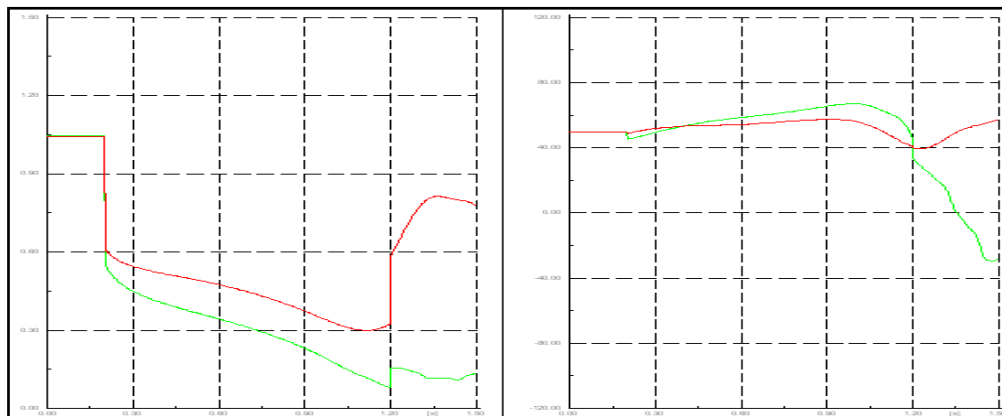


Figura 4.25 Comparación de magnitud de tensión y ángulo en Nueva Victoria 220, entre sistema original(verde) y Reducido(rojo)

En este caso, al contrario que en los anteriores, la respuesta del sistema original frente a la perturbación es inestable, mientras que el sistema reducido presenta una respuesta estable.

El equivalente reducido fue calculado para las frecuencias naturales del sistema sin considerar a priori una perturbación, es decir, esta metodología identifica los modos oscilatorios excitados pero no escoge los modos oscilatorios que serán perturbados. Dado lo anterior, al ocurrir una perturbación de mayor duración, donde existe una mayor liberación de energía, que en los casos anteriores, el punto de equilibrio del sistema se aleja lo suficiente como para que el análisis lineal pierda validez. Esto se puede comprobar observando los primeros instantes luego de ocurrida la perturbación, donde las respuestas de ambos sistemas se comportan de manera similar, pero en la medida que nos alejamos del punto de carga inicial, las respuestas se hacen notablemente distintas. Finalmente, al despejarse la falla, los comportamientos de los sistemas son totalmente contrapuestos, observándose una respuesta estable de primera oscilación en dos de cinco casos del sistema reducido y una respuesta inestable de primera oscilación para la totalidad de los elementos estudiados del sistema original. Para aliviar este inconveniente se recomienda implementar la técnica planteada en [15] para realizar un seguimiento de la coherencia de las máquinas del sistema frente a variaciones de carga.

4.4 Evaluación del modelado de la carga

En la presente sección se tiene como objetivo evaluar la inclusión de la dinámica de la carga en la metodología de reducción presentada

Cabe aclarar que no se busca encontrar un modelo adecuado para cada tipo de carga presente en el sistema, sino que evaluar una técnica que permita reducir la cantidad de barras de carga conservando una adecuada respuesta dinámica.

Se identifican dos problemas principales para incluir el modelado de las cargas en el desarrollo de equivalentes dinámicos.

Las técnicas de reducción de redes eléctricas de corriente alterna identificadas en la literatura y mencionadas en la sección 0 no consideran la dinámica de las cargas. Estas son consideradas como una impedancia constante en la etapa de reducción para formar el equivalente de carga. Es decir, para incluir la dinámica de las cargas en la metodología propuesta se hace necesario modificar la etapa de reducción estática.

Por otro lado, todas las cargas del modelo del SING en DigSILENT Power Factory utilizado en este trabajo utilizan el mismo tipo de carga, denominado *Generic Dynamic Load*. Esto quiere decir que se supone que todas las cargas del sistema se representan con un único modelo, omitiendo inclusive la clasificación más básica, entre cargas de tipo residencial, comercial e industrial. Además, este modelo de carga se presenta como dinámico pero corresponde a un

modelo de carga estático. En la Figura 4.26 se presentan las características dinámicas, para simulación RMS, del modelo de carga mencionado anteriormente.

Si bien se indica que la carga corresponde en un 30% a una impedancia constante y en un 70% a una carga dinámica, utilizando los parámetros del modelo dinámico indicados se obtiene un comportamiento de carga estático.

Figura 4.26 Características del modelado de carga del SING

En el comportamiento dinámico de la carga frente a variaciones de voltaje se pueden distinguir tres fases. Una primera fase transitoria que depende de las perturbaciones electromagnéticas y electromecánicas del sistema. La segunda fase comprende la recuperación de los niveles de carga. Por último, en la tercera fase se alcanza el régimen permanente.

Para tomar en cuenta las tres fases anteriores, se plantea el siguiente modelo:

$$\tau_p \frac{\delta P}{\delta t} + P = P_\infty \quad (4.3)$$

$$\tau_p \frac{\delta Q}{\delta t} + Q = Q_\infty \quad (4.4)$$

Con condiciones iniciales:

- $P(t = t_0) = KP_0$ y $Q(t = t_0) = KQ_0$

Donde:

- P_0 y Q_0 son los valores de potencia en el estado estable antes de ocurrida la perturbación.
- K representa el descenso inicial en la primera fase y depende de las características de la carga
- τ_p es la constante de tiempo de la carga y representa el tiempo de recuperación de la segunda fase.
- P_∞ y Q_∞ son los valores de potencia cuando se alcanza el régimen permanente en la tercera fase. Se obtienen de los modelos exponenciales de carga.

La solución viene dada por las ecuaciones (4.5) y (4.6), que representa un modelo exponencial:

$$P(t) = P_0 \left(\frac{V}{V_0} \right)^\alpha + P_0 \left(K - \left(\frac{V}{V_0} \right)^\alpha \right) e^{-\frac{t-t_0}{\tau_p}} \quad (4.5)$$

$$Q(t) = Q_0 \left(\frac{V}{V_0} \right)^\beta + Q_0 \left(K - \left(\frac{V}{V_0} \right)^\beta \right) e^{-\frac{t-t_0}{\tau_p}} \quad (4.6)$$

Si se reemplazan los valores dados para el modelo de carga, se obtiene el modelo de potencia constante. Dicho modelo corresponde a un modelo estático tal como se mencionó en la sección 2.5.1.1.

Adicionalmente, cabe mencionar que la dependencia de la frecuencia en los modelos estáticos se suele modelar multiplicando la ecuación algebraica de potencia por el siguiente factor:

$$(1 + af(f - f_0)) \quad (4.7)$$

Donde f es la frecuencia en la barra de carga, f_0 es la frecuencia nominal y af es el parámetro de sensibilidad de frecuencia del modelo.

Nuevamente, utilizando los valores de la Figura 4.26 se prueba que el modelo para representar las cargas no incluye la dependencia de la frecuencia.

Dados los argumentos anteriores, la inclusión de la dinámica de la carga dentro de la implementación de la metodología propuesta en el presente trabajo se hace innecesaria toda vez que el modelo completo mantiene cargas estáticas.

En caso de contar con un modelo dinámico de las cargas del sistema, la alternativa mas sencilla de incluir en la metodología es conservar la dinámica de la carga, incluyendo las cargas dinámicas en el sistema interno. Por otro lado, existen técnicas de agregación de cargas dinámicas que permitirían reducir la cantidad de barras de carga mediante la modificación del sistema interno.

En [74] se realiza una comparación en la respuesta del sistema interno para los siguientes tres casos:

- Sistema original detallado
- Sistema reducido considerando la dinámica de la carga(agregada)
- Sistema reducido representando la carga de forma convencional (impedancia constante)

En esta publicación se investiga el modelado y la agregación de cargas compuestas por elementos estáticos y dinámicos. Las cargas dinámicas del sistema original corresponden a motores de inducción.

Las componentes estáticas en el sistema reducido representan la agregación de las cargas estáticas distribuidas. El cálculo de estas componentes se realiza mediante el cálculo de un

equivalente estático, tal como el utilizado en el presente trabajo, conservando las barras de carga dinámica.

Las componentes dinámicas en el sistema reducido representan la agregación de los motores de inducción. Son obtenidas mediante la incorporación de los parámetros modificados del alimentador, en el circuito de estator de cada motor respectivamente.

Los resultados de simulaciones realizadas en [74] muestran la superioridad en la precisión al considerar la dinámica de las cargas contra el caso convencional, frente a pequeñas y grandes perturbaciones (cambios repentinos en la carga, fallas trifásicas, desconexión de líneas, etc.)

En [74] se concluye que representando las cargas dinámicas del sistema en barras de carga dinámica agregadas, se puede obtener los límites reales de estabilidad del sistema. Por otro lado, representándolas mediante el modelo de impedancia constante produce una respuesta inadecuada para estudios de estabilidad.

CAPÍTULO 5 CONCLUSIONES TRABAJOS FUTUROS Y RECOMENDACIONES

5.1 Conclusiones

El presente trabajo de titulación se dedicó a desarrollar un equivalente dinámico reducido del Sistema Interconectado del Norte Grande, dada la incipiente necesidad de realizar gran cantidad de estudios dinámicos y la cantidad de tiempo de simulación que estos conllevan.

Se comenzó realizando una revisión bibliográfica de las técnicas de reducción de redes eléctricas de corriente alterna presentes en la literatura lo que dio como resultado la elección de una metodología que permite llevar a cabo los objetivos planteados inicialmente.

La metodología de reducción consiste principalmente en la ejecución de tres etapas, que son:

1. Identificación de las máquinas que oscilan de forma coherente
2. Reducción dinámica de las máquinas
3. Reducción estática de las barras pasivas

Se incluyó el modelo de la máquina sincrónica en ejes de cuadratura y adicionalmente se escogió una representación adecuada de la máquina para los estudios de estabilidad realizados. Se utilizó un modelo de tercer orden con el que se obtuvo una respuesta más aproximada que la obtenida utilizando el modelo clásico y a su vez más conservadora que la obtenida utilizando el modelo completo.

Se realizó una revisión bibliográfica a modo de evaluar la factibilidad de incluir la dinámica de la carga en la metodología desarrollada. Se encontró evidencia bibliográfica factible, a pesar de aquello, en el modelo utilizado se hace inviable dada la necesidad de contar con un modelo dinámico de la carga bien definido.

Se realizó la validación de la metodología utilizando un sistema en estudios simple de dos áreas obteniéndose resultados satisfactorios.

Hecha la validación, la metodología obtenida fue aplicada a una base de datos pública del Sistema Interconectado del Norte Grande, modelado en el software DigSILENT Power Factory. Considerando las dimensiones del sistema y el nivel de detalles del modelo, la implementación de la metodología se vuelve un proceso trabajoso pero totalmente factible.

Se estudió la estabilidad transitoria en el SING original y reducido, para un escenario de carga y un conjunto de contingencias específicas. Se logró reducir los tiempos de simulación en aproximadamente un 38%. Se obtuvo respuestas de precisión razonable, con un error cercano al 4%, para distintas perturbaciones. Por otro lado, cuando la perturbación se mantiene por un tiempo mayor, provocando una mayor excursión angular y una mayor fluctuación del flujo de carga, se obtiene una respuesta insatisfactoria del sistema reducido. El modelo reducido, obtenido identificando la coherencia mediante el análisis modal, se considera inadecuado para grandes perturbaciones debido a que se basa en el análisis de las frecuencias propias del sistema, que puede oscilar de forma muy distinta frente a una gran perturbación, tal como se pudo apreciar en los resultados presentados y en las pruebas empíricas presentes en la literatura de que la coherencia depende fuertemente de la magnitud y ubicación de la perturbación. Por otro lado, la metodología está basada en la identificación de oscilaciones lentas del sistema, que se presentan frente a la existencia de enlaces débiles. Los enlaces en el SING no son débiles, debido a que es un sistema enmallado y robusto, características que perjudican el buen funcionamiento de la metodología utilizada.

A pesar de no conseguirse un modelo reducido, para estudios de estabilidad transitoria totalmente confiable, en el desarrollo del trabajo se logró cumplir el resto de los objetivos propuestos. Cabe agregar que el modelo reducido obtenido presenta respuestas electromecánicas confiables frente a oscilaciones de pequeña señal.

5.2 Recomendaciones para trabajos futuros

Acorde con los resultados obtenidos en el desarrollo del presente trabajo, nacen algunas propuestas que permitan avanzar en la presente investigación. El avance de la investigación apunta a darle validez al modelo reducido en un mayor horizonte de evaluación.

Con respecto al avance general de la investigación se vislumbran las siguientes ideas:

- Es fundamental considerar la reducción de los sistemas de control de los generadores, como son los sistemas de control de excitación, control de velocidad y control

estabilizador de potencia, para poder darle validez al modelo reducido después de la primera oscilación.

- Para poder considerar los efectos de la dinámica de la carga se hace necesario contar con un modelo dinámico confiable de esta. Contando con tal modelo, la agregación de la dinámica de la carga en barras de carga equivalente, permitirá mejorar considerablemente la precisión de la respuesta del sistema reducido.

Con respecto a la metodología implementada en el presente trabajo se sugieren las siguientes ideas:

- Automatizar la metodología mediante el lenguaje de programación de DigSILENT Power Factory, DigSILENT Programming Language (DPL). Esto permitiría aplicar la metodología directamente al modelo del sistema, consiguiéndose importantes ahorros de tiempo.
- Agregar a la metodología un índice que permita seguir la coherencia de las máquinas frente a perturbaciones. Con esto se puede obtener un rango de validez del modelo.
- Incluir el método de Zhukov en la formación de barras equivalente, que permite mantener de forma más aproximada los niveles de tensión en las barras del sistema reducido.
- Agregar un paso previo a la metodología que permita delimitar el sistema interno y externo de forma automática. La idea es contar con un sistema interno confiable y no demasiado extenso, por lo que esta automatización, basada en distancias eléctricas, estará sujeta a la ubicación y magnitud de la perturbación.
- Investigar la factibilidad de implementar técnicas de identificación de coherencia mas con escasa aplicación práctica debido a su complejidad, como lo son : las basadas en el enfoque de la función de Liapunov; las que utilizan la relación de cambio de energía cinética de generadores durante la falla; las que usan el método de respuesta en frecuencia para modelos linealizados en sistemas de potencia o las emplean equivalentes dinámicos estimados mediante el uso exclusivo de la información del sub-sistema en estudio

BIBLIOGRAFÍA

- [1] Pacheco, F., G. Olguín, y P. Reyes. «Reducción de redes para estudios de estabilidad transitoria.» *XIV ERIAC*. Paraguay, 2011.
- [2] Brown, H. E., R. B. Shipley, y D. Coleman. «Study of Stability Equivalents.» *IEEE Trans. on PAS* 88. 1969. 200-206.
- [3] Brown, W. T., y W. J. Cloues. «Combination of Load Flow Stability Equivalents.» *AIEE Transaction*. 1955. 782-787.
- [4] Undrill, J. M., y A. E. Turner. «Construction of Power System Electromechanical Equivalents By Modal Analysis.» *IEEE Trans. on PAS*. 1971. 2049-2071.
- [5] Elangovan, S., y A. Kuppurajulu. «System Analysis by Simplified Models.» *IEEE Trans. on AC*. 1970. 234-237.
- [6] Davison, E. J. «A New Method for Simplifying Large Linear Dynamic Systems.» *IEEE Trans. on AC*. 1968. 214-215.
- [7] Chang, E., y M. M. Adibi. «Power System Dynamic Equivalents.» *IEEE Trans. on PAS*. 1970. 1737-1743.
- [8] Lee, S. T., y F. C. Schweppe. «Distance Measures and Coherency Recognition for Transient Stability Studies.» *IEEE Trans. on PAS* 93. 1970. 1550-1557.
- [9] Van Ness, J. E. «Improving Reduced Dynamic Models on Power Systems.» *IEEE PICA*. 1975. 155-157.
- [10] De Mello, R. W., R. Podmore, y K. N. Stanton. «Coherency-Based Dynamic Equivalents: Applications in Transient Stability Studies.» *IEEE PICA*. 1975. 23-31.
- [11] Podmore, R., y A. Germond. «Development of Dynamic Equivalents for Transient Stability Studies.» *Final Report on EPRI Project RP 763*. 1977.
- [12] Podmore, R. «Identification of Coherent Generators for Dynamic Equivalents.» *IEEE Trans. on PAS*. 1978. 1344-1354.
- [13] Pai, M. A., y R. P. Adgoankar. «Identification of Coherent Generators Using Weighted

- Eigenvectors.» *IEEE PES Winter Power Meeting*. 1979.
- [14] Grujic, L. T., M. Darwish, y J. Fantin. «Coherence Vector Liapunov Functions and Large-scale Power Systems.» *Int. J. Systems Science*. 1979. 351-362.
- [15] —. «Power System Dynamic Equivalents Coherency Recognition via the Rate of Change of Kinetic Energy.» *IEE Proc*. 1981. 325-333.
- [16] Hiyama, D.E. T. «Identification of Coherent Generators Using Frequency Responses.» *IEE Proc*. 1981. 262-268.
- [17] Yu, Yao-nan, y M. A. Sharkawi. «Estimation of External Dynamic Equivalents of a Thirteen-machine System.» *IEEE Trans. on PAS*. 1981. 1324-1332.
- [18] Djukanovic, N., D. J. Sobajic, y Y. H. Pau. «Artificial Neural Network Based Identification of Dynamic Equivalents.» *Electric Power Systems Research*, 24. 1992. 39-48.
- [19] Rahim, A.H.M.A. «Parameter Estimation of Power System Dynamic Equivalents Using ANN.» *Proc. Summer Computer Simulation Conference*. Chicago, 1999.
- [20] Rahim, A.H.M.A., y A. J. Al-Ramadhan. «Dynamic equivalent of external power system and its parameter estimation through artificial neural networks.» *Electrical Power and Energy Systems*. 2001. 113-120.
- [21] Abd-El-Rehim, M. Abd-El-Aal, y I.D. Helal. «Multi-Machine Power System Dynamic Equivalents Using Artificial Intelligence (ANN).» *The Eleventh International Middle East Power Systems Conference*. Cairo, 2006.
- [22] Pacheco Villar, Felipe Ignacio. *Reducción de Redes Eléctricas para Estudios de Estabilidad Transitoria*. Departamento de ingeniería eléctrica, Universidad de Santiago de Chile, Santiago: Trabajo para obtener el título de ingeniero civil electricista, 2010.
- [23] Reyes Rojas, Patricio. *Reducción del SIC para estudios de estabilidad transitoria de primera oscilación*. Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad de Santiago de Chile, Santiago: Trabajo para obtener el título de ingeniero civil electricista, 2011.
- [24] Kundur, P. *Power System Stability and Control*. New York: McGraw Hill, 1994.
- [25] Report, IEEE/CIGRE. «Definition and Classification of Power System Stability.» *IEEE/CIGRE Joint Task Force on Stability Terms and Definitions*. 2004.
- [26] Machowski, Jan, Janusz W. Bialek, y Jim R. Bumby. *Power System Dynamics-Stability and*

Control. WILEY, 1997.

- [27] De Mello, F. P., y T. F. Laskowski. «Concepts of Power System Dynamic Stability.» *IEEE Trans PAS*. 1975. 827-833.
- [28] Klein, M., G. J. Rogers, y P. Kundur. «A fundamental Study of Inter-Area Oscillations.» *IEEE Trans PWRS*. 1991. 914-921.
- [29] A., Gómez Expósito, y Otros. *Análisis y Operación de Sistemas de Energía Eléctrica*. McGraw-Hill, 2002.
- [30] Cadena Mosquera, Medardo José, y nin Javier Arcos Guerrón Le. «ANÁLISIS DE ESTABILIDAD TRANSITORIA DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO ECUATORIANO.» *AJIEE*. 2007.
- [31] Bikash al, Balarko Chaudhuri. *Robust Control in Power Systems*. New York: Springer, 2005.
- [32] Flores Terán, Hermógenes Bolívar, y Gabriel Argüello Ríos. «Estudio de Estabilidad de Pequeña Señal en el Sistema Nacional Interconectado Aplicando el Método de Análisis Modal.» *JIEE*. 2005. 192-198.
- [33] Calderón-Guizar, J. G. «Análisis Modal de Oscilaciones Electromecánicas en Sistemas Eléctricos de Potencia.» *RIIT IX*, nº 4 (2008).
- [34] Aguadelo Idáraga, Viviana María, y Diego Fernando Parra Ladino. «Control de oscilaciones electromecánicas en sistemas eléctricos de potencia usando el análisis modal.» Facultad De Ingenierías Eléctricas, Electrónica, Ciencias De La Computación y Física, Universidad tecnológica de pereira, Pereira, 2008.
- [35] Sauer, Peter, y M Pai. *Power System Dynamics and Stability*. Prentice, 1998.
- [36] Paserba, J. «Analysis and Control of Power System Oscillations.» *CIGRE technical brochure*. París, 1996.
- [37] Chen, Si. «Network reduction in power system analyses.» Department of Electrical Engineering, Technical University of Denmark, 2009.
- [38] Ramirez Arredondo, Jose Juan Manuel. «Técnicas modernas para el analisis de estabilidad transitoria en sistemas eléctricos interconectados mediante la aplicación de equivalentes dinámicos.» Facultad de ingeniería mecánica y eléctrica, Universidad Autónoma de Nuevo León, Monterrey, N. L., 1992.

- [39] Lee, S. T., y C. Schewpe F. «Distance Measures and Coherency Recognition for Transient Stability Studies.» *IEEE Trans. on PAS* 93, n° 5 (1973): 1550-1557.
- [40] Alvarado Rivera, Daniel. «Identificación de generadores coherentes mediante el análisis de Fourier.» Escuela de Ingeniería Eléctrica, Universidad de Costa Rica, 2006.
- [41] Haque, M H, y A. H. M. A. Rahim. «An Efficient Method of Identifying Coherent Generatos Using Taylos Series Expansion.» *IEEE Transactions on Power Systems* 3, n° 3 (1988): 1112-1118.
- [42] Joo, S K, C C Liu, L E Jones, y J W Choe. «Coherency and Aggregation Techniques Incorporating Rotor and Voltage Dynamics.» *IEEE Transactions on Power Systems* 19, n° 2 (2004): 1068-1075.
- [43] Machowski, Jan, Janusz W. Bialek, y James RIBumby. *Power System Dynamics and Stability*. John Wiley & Sons Ltd, 1997.
- [44] Di Caprio, U. «Practical and Structural Coherency in Multimachine Power Systems.» *Electrical Power and Energy Systems* 7, n° 3 (1985): 147-153.
- [45] Winkelman, J. R., J. H. Chow, B. C. Bowlwe, B. Avramovic, y P. V. Kokotovic. «An Analysis of Interarea Dynamics of Multi-Machine Systems.» *IEEE Trans PAS*. 1981. 754-763.
- [46] Chow, J. H., J. Cullum, y R. A. Willoughby. «A Sparsity-Based Technique for Identifying Slow-Coherent Areas in Large Power Systems.» *IEEE Trans PAS*. 1984. 463-473.
- [47] Chow, J. H., J. J. Allemong, y P. V. Kokotovic. «Singular Perturbation Analysis with Sustained High Frequency Oscillations.» *Automatica* 14, n° 3 (1978): 271-279.
- [48] Rogers, G. *Power System Oscillations*. New York: Springer, 1999.
- [49] Milano, F., y K. Srivastava. «Dynamic REI equivalents for short circuit and transient stability analices.» *Electric Power Systems Research*. 878-887, 2009.
- [50] Wang, L., y A. Semlyen. «Application of Sparse Eigenvalue Techniques to the Small Signal Stability Analysis of Large Power Systems.» *IEEE Transactions on Power Systems* 5 (1990): 635-643.
- [51] Nath, R., S. S. Lamba, y Prakasa Rao. «Coherency Based System Decomposition into Study an External Areas Using Weak Coupling.» 104 (1985): 1443-1449.

- [52] Price, W. W., A. W. Hargrave, B. J. Hurysz, J. H. Chow, y P. M. Hirsch. «Large-scale System Testing of a Power System Dynamic Equivalencing Program.» *IEEE transactions on power systems*. 1998. 768-774.
- [53] Chow, J. H., R. Galarza, P. Accari, y W. Price. «Inertial and slow coherency aggregation algorithms for power system dynamic model reduction.» *IEEE Trans. Power Syst.* 1995. 680-685.
- [54] —. *Power System Dynamics: Stability and Control*. Segunda Edición. United Kingdom: Wiley, 2008.
- [55] Ward, J. B. «Equivalent Circuits for Power-Flow Studies.» *IEEE Trans. on PAS* 68 (1974): 373-382.
- [56] Salinas, H., y F. Aboytes. «Análisis y aplicación de equivalentes en sistemas de potencia.» Proyecto de investigación DIE-88-04, UANL, 1988.
- [57] Graninger, J. J., y W. D. Stevenson Jr. *Análisis de Sistemas de Potencia*. México: McGraw-Hill, 1996.
- [58] Valencia Arroyave, Felipe. *Efecto de la Carga Dinámica en la Estabilidad de Tensión*. Medellín: Universidad Nacional de Colombia, 2008.
- [59] Performance, IEEE Task Force on Load Representation for Dynamic. «Load Representation for Dynamic Performance Analysis.» *IEEE Task Force on Load Representation for Dynamic Performance*. 1993. 472-482.
- [60] Fuentes Moreno, Juan Álvaro. *Modelos eléctricos de respuesta de cargas: obtención y aplicación a la identificación de usos finales en bajos niveles de agregación*. Universidad Politécnica de Cartagena, 2001.
- [61] Performance, IEEE Task Force on Load Representation for Dynamic. *Load Representation for Dynamic Performance Analysis*. 1995.
- [62] Performance, IEEE Task Force on Load Representation for Dynamic. «Load Representation for Dynamic Performance Analysis.» *IEEE Task Force on Load Representation for Dynamic Performance*. 1993. 472-482.
- [63] Vanfretti, Luigi. *Modelación y simulación de la máquina síncrona y su operación en sistemas de potencia*. Guatemala: Universidad de San Carlos de Guatemala, 2005.

- [64] Sanz, Javier. *Máquinas Eléctricas*. Prentice Hall, 2002.
- [65] González, Manuel Sosa. *Sintonización de estabilizadores de sistemas de potencia en sistemas eléctricos*. Universidad Carlos III de Madrid, 2010.
- [66] Gonzalez-Longatt, Francisco M. *Entendiendo la Transmormación de Park*. 2004.
- [67] Park, R. H. «Two-reaction theory of synchronous machiles.» *AIEE Transactions*. 1933. 352-354.
- [68] Arnaltes, Santiago. «Análisis Dinámico de Máquinas Eléctricas.» Madrid: Universidad Carlos III, 2001.
- [69] Tinney, W. F., y W. L. Powell. «The REI approach to Power Network Equivalent Proc.» *PICA Conf*. 1997. 314-320.
- [70] Vanfretti Fumagalli, Luigi. «Modelación y simulacion de la máquina síncrona y su operación en sistemas de potencia.» Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, Unversidad de San Carlos de Guatemala, 2005.
- [71] Wilkinson, J. H. *The Algebraic Eigenvalue Problem*. Oxford: Clarendon Press, 1965.
- [72] Chile, Comisión Nacional de Energía - Gobierno de. *Comisión Nacional de Energía*. 2010. <http://www.cne.cl/tarificacion/electricidad/proceso-de-tarificacion-troncal/470-informes>.
- [73] Abdalla, O. H., M. E. Bahgat, A. M. Serag, y M. A. El-Sharkawi. «Dynamic Load Modelling and Aggregation in Power System Simulation Studies.» *Power System Conference, 2008. MEPCON 2008. 12th International Middle-East*. Aswan, 2008. 270 - 276.
- [74] Artenstein, M., y A. Giusto. «Equivalent Models of the Argentinian Electrical Power System for Stability Analysis of the Uruguayan Network.» *IEEE T&D LA Conference*. 2008.
- [75] Nghia, Nguyen Trung, y Ho Dac Loc. *Dynamic Load Modelling in Power Systems*. Ho Chi Ming University of Technology.
- [76] Society, Electric Machinery Committe de la IEEE Power Engieneering. «Guide for synchronous generator modeling preactices and applicatin in power system stability analysis.» IEEE Std 1110, 2002.
- [77] Fouad, A. A., y P. M. Anderson. «Power System Control and Stability.» *The Iowa State University Press Vol. 1* (1977).

- [78] Adgaonkar, R. P., y M. A. Pai. «Electromechanical Distance Measure for Decomposition of Power Systems.» *Electrical Power & Energy Systems* 6, nº 4 (1984): 249-254.
- [79] Calderón-Guizar, J. G. «Análisis modal de oscilaciones electromecánicas en sistemas eléctricos de potencia.» *Estudios e investigaciones recientes IX*, nº 4 (2007): 313-317.
- [80] Arredondo, Jose Juan Manuel Ramirez. *Técnicas Modernas Para el Análisis de Estabilidad Transitoria en Sistemas Eléctricos Interconectados Mediante la Aplicación de Equivalentes Dinámicos*. Monterrey: Universidad Autónoma de Nuevo León, 1992.

ANEXO A DATOS SISTEMA DE PRUEBA DE DOS ÁREAS

Para el análisis, el sistema de prueba fue modelado en DigSILENT Power Factory.

El diagrama unilineal del modelo en DigSILENT Power Factory del sistema de dos áreas es presentado en la Figura A. 1.

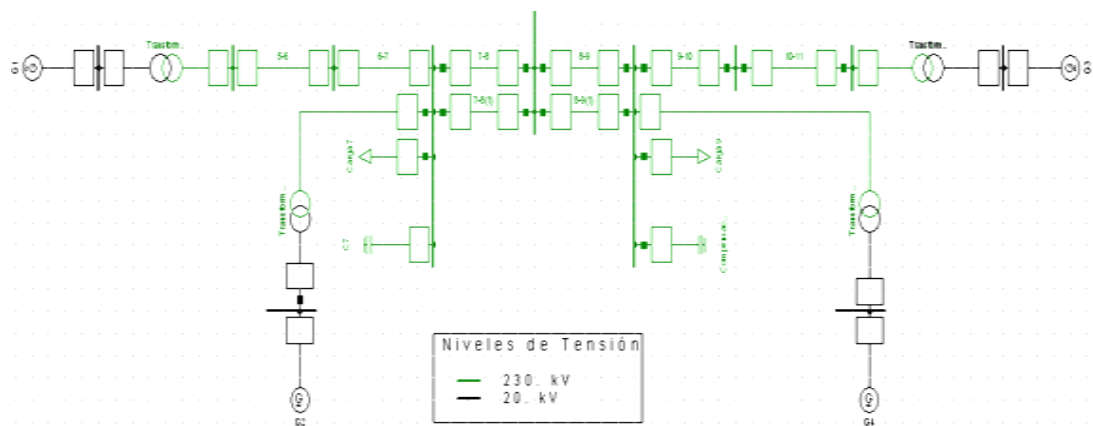


Figura A. 1 Sistema de pruebas de dos áreas modelado en DigSILENT Power Factory

Los parámetros comunes para las 4 máquinas se presentan a continuación en la Tabla A. 1. Los valores, expresados en p.u. están en base 900 MVA y 20 kV.

Tabla A. 1 Parámetros de las máquinas del sistema de dos áreas

Parámetro	Valor
X_d	1.80 [°/1]
X'_d	0.30 [°/1]
X_q	1.70 [°/1]
X'_q	0.55 [°/1]
T'_{do}	8.00 [seg]

En la Tabla A. 2, se indican las constantes de inercia de las máquinas.

Tabla A. 2 Constantes de inercia de las máquinas del sistema de dos áreas.

Parámetro	Valor
H_1	6.500 seg
H_2	6.500 seg
H_3	6.175 seg
H_4	6.175 seg

A continuación, en la Tabla A. 3 se indican las impedancias de los transformadores en base 900 MVA y 20/230 kV.

Tabla A. 3 Parámetros de los transformadores del sistema de dos áreas

Transformador	Impedancia %
1-5	15
2-6	15
3-11	15
4-10	15

Los parámetros de las líneas de transmisión son presentados en la Tabla A. 4

Tabla A. 4 Parámetros de las líneas de transmisión del sistema de dos áreas

Línea	Largo [km]	r [p.u./km]	x_l [p.u./km]	b_c [p.u./km]
9-10	10.	0.00010	0.00100	0.00175
8-9(1)	110.	0.00010	0.00100	0.00175
8-9	110.	0.00010	0.00100	0.00175
7-8(1)	110.	0.00010	0.00100	0.00175
7-8	110.	0.00010	0.00100	0.00175
6-7	10.	0.00010	0.00100	0.00175
5-6	25.	0.00010	0.00100	0.00175
10-11	25.	0.00010	0.00100	0.00175

Finalmente, el detalle de los consumos y condensadores ubicados en las barras 7 y 9 se presentan en la Tabla A. 5.

Tabla A. 5 Detalles de las cargas del sistema de dos áreas

Barra	Potencia activa consumida [MW]	Potencia reactiva consumida [MVar]	Potencia reactiva suministrada [MVar]
7	967	100	200
9	1767	100	350

ANEXO B DATOS SISTEMA INTERCONECTADO DEL NORTE GRANDE

Descripción general

El Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) se extiende entre Arica - Parinacota, Tarapacá y Antofagasta, Decimoquinta, Primera y Segunda regiones de Chile, respectivamente, cubriendo una superficie de 185.142 km², equivalente a 24,5% del territorio continental. En esta zona predomina un clima de extrema sequedad, lo que explica la aridez del paisaje, diversificado tanto por el relieve transversal como por la altura, lo que ha gravitado de modo decisivo en la distribución y densidad de la población. Ésta se ubica principalmente en el borde costero.

En la actualidad, según cifras del censo de 2002, la población alcanza al 6,1% del total nacional y está concentrada principalmente en algunas ciudades y poblados muy distanciados entre sí. Se pueden identificar las siguientes características importantes del SING:

- Escasos recursos de agua para usos de generación eléctrica.
- Centros de consumo de electricidad separados por grandes distancias.
- Consumo de energía corresponde principalmente a empresas mineras.

Antecedentes históricos

Debido a la condición hidrológica, climática y geográfica del SING, el abastecimiento eléctrico de los distintos centros de consumo se inició con sistemas locales independientes entre sí y destinados exclusivamente a resolver sus necesidades. A fines de 1987 se interconectaron algunos de estos sistemas, dando origen al Sistema Interconectado del Norte Grande.

El 30 de julio de 1993 comenzó la operación coordinada de las instalaciones del SING al constituirse el Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC) del SING (CDEC-SING). En su inicio, el CDEC-SING fue integrado por las empresas generadoras EDELNOR S.A., ENDESA y la División Tocopilla de CODELCO CHILE, hoy ELECTROANDINA S.A. A diciembre de 2010, constituían el CDEC-SING las empresas AES Gener S.A., Atacama Agua y Tecnología Ltda. Atacama, Minerals Chile S.C.M., Cavancha S.A., Codelco Chile, Compañía Eléctrica Tarapacá S.A. Compañía Minera Cerro Colorado Ltda., Compañía Minera Doña Inés de Collahuasi SCM., Compañía Minera Teck Quebrada Blanca S.A., Compañía Minera Xstrata Lomas Bayas, Compañía Minera Zaldívar S.A., E-CL S.A., Edelnor Transmisión S.A.,

Electroandina S.A., Empresa de Transmisión Eléctrica Transemel S.A., Empresa Eléctrica Angamos S.A., Enaex S.A., Enorchile S.A., Gas atacama Chile S.A., Grace S.A., Haldeman Mining Company S.A., INACAL S.A., Minera El Tesoro, Minera Escondida Ltda., Minera Esperanza, Minera Gaby S.A., Minera Meridian Ltda., Minera Michilla S.A., Minera Rayrock Ltda., Minera Spence S.A., Moly-Cop Chile S.A., Norgener S.A., Sociedad Anglo American Norte S.A., Sociedad Contractual Minera El Abra, Sociedad GNL Mejillones S.A., Sociedad Química y Minera de Chile S.A., Transelec Norte S.A., Xstrata Copper – Altonorte, Central Termoeléctrica Andina S.A. e Inversiones Hornitos S.A.

En la Figura B. 1 se presenta un diagrama unilíneal simplificado que además da una referencia de la ubicación geográfica de los elementos del SING.

Caso de estudio

El caso de estudio en cuestión corresponde al caso base con la proyección del sistema a enero del 2011, realizada el año 2010. Este modelo del SING consta de 56 centrales generadoras, de las cuales 28 se encuentran en servicio, 179 líneas de transmisión, 209 transformadores conectando las 374 barras.

Para mayor detalle puede ser consultado en los anexos (Anexo 9) de la parte III del informe final del estudio de transmisión troncal 2010 del SING (ETT SING-2010 – CNE 1019).

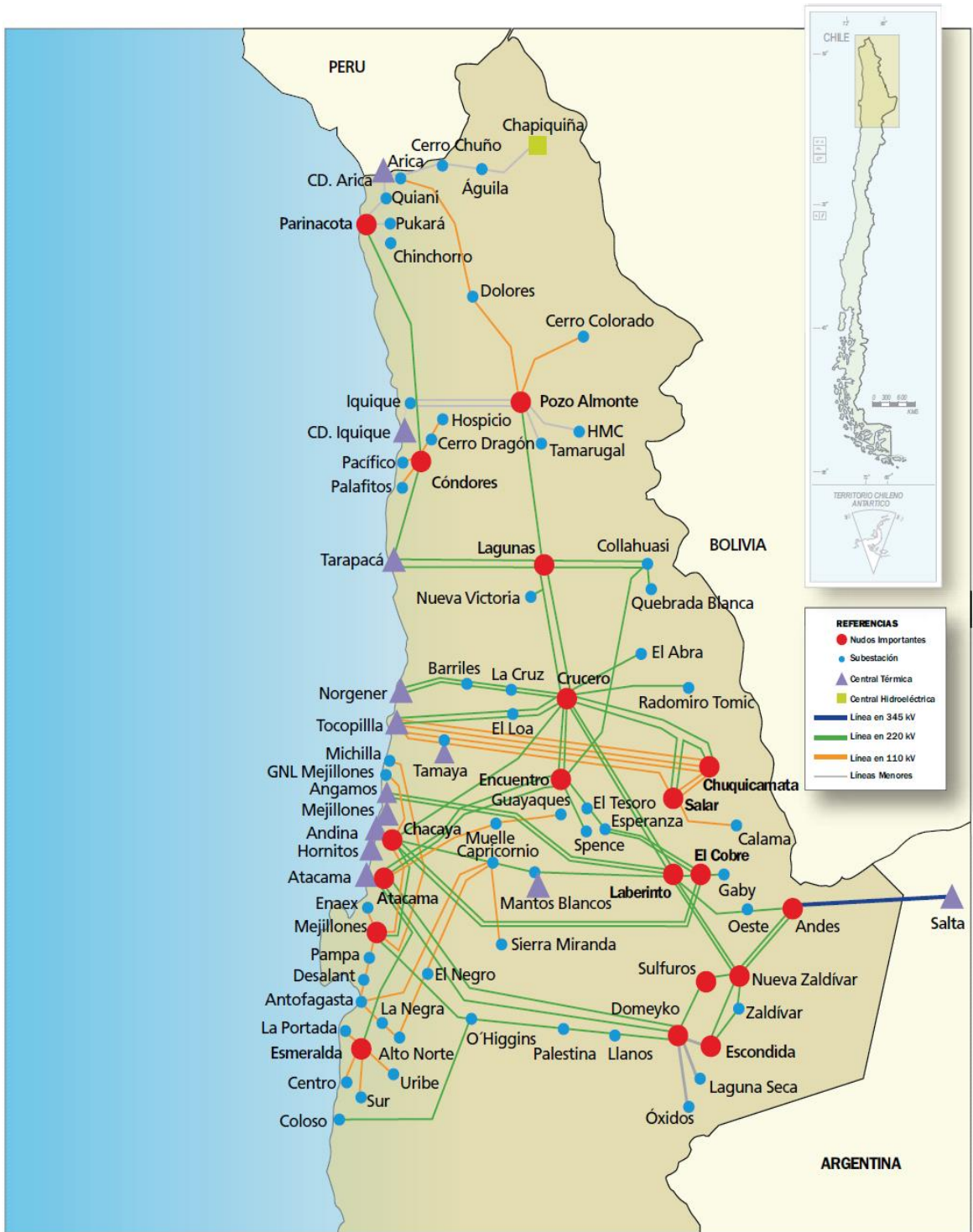


Figura B. 1 Diagrama unilineal simplificado del SING

ANEXO C PARÁMETROS MÁQUINAS SISTEMA REDUCIDO

En este anexo se incluyen las principales características de las máquinas que se encuentran en servicio en el sistema reducido.

Tabla C. 1 Parámetros de las máquinas del sistema reducido

Nombre	H[Sgn] s	Td0' s	Tq0' s	Xd p.u.	Xq p.u.	xd' p.u.	xq' p.u.	S MVA	Vnom kV
CAVA	2.55	6.45	0.00	1.52	1.38	0.25	0.21	3.65	4.16
CHAP1-2	3.76	4.52	0.00	1.74	1.60	0.29	0.10	6.20	3.00
Chuquicamata UGs 1-3	3.50	5.97	0.28	1.16	1.01	0.33	0.23	10.00	6.60
G. M. Blancos	0.49	4.00	0.35	1.58	1.50	0.45	0.40	3.58	6.30
MAIQ6	1.00	5.97	0.28	1.16	1.01	0.33	0.23	7.42	6.60
Meq10	19.23	7.61	0.38	0.45	0.42	0.06	0.06	482.24	13.80
Meq2	3.75	5.11	0.54	0.59	0.34	0.06	0.09	12.40	0.40
Meq4	6.48	9.75	0.97	1.08	1.02	0.13	0.22	313.00	13.80
Meq8	19.29	6.64	0.55	0.66	0.64	0.09	0.09	495.00	15.00
Quebrada Blanca UGs	3.50	5.97	0.28	1.16	1.01	0.33	0.23	5.86	13.80
Tamaya 1-10	0.68	2.59	2.59	1.73	1.73	0.36	0.36	12.50	11.00
UGs El Peñon	2.66	3.62	0.12	1.23	1.02	0.27	0.20	1.75	0.40
UGs Inacal	4.00	0.75	0.00	1.80	1.40	0.30	0.30	2.13	6.30
rw AG Salta TV10	8.88	12.66	2.50	2.19	2.08	0.25	0.50	270.00	15.75
rw CT CTTAR	5.20	3.80	0.45	2.45	2.35	0.37	0.54	186.00	13.80
rw GA TV1C	8.84	6.64	0.55	1.99	1.91	0.29	0.28	165.00	15.00

rw GA TV2C	8.84	6.64	0.55	1.99	1.91	0.29	0.28	165.00	15.00
xrw ED CTM1	6.15	6.85	2.15	2.04	1.94	0.22	0.33	176.50	13.80