

UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE VALENCIA

Departamento de Ingeniería Eléctrica



**VALORACIÓN DE LA PRESTACIÓN DEL SERVICIO
COMPLEMENTARIO DE CONTROL DE TENSIÓN Y SOPORTE DE
POTENCIA REACTIVA DINÁMICA PARA LA SEGURIDAD DE LOS
SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA**

TESIS DOCTORAL

Programa:

Gestión Eficiente de la Energía Eléctrica

Autor:

D. Darío Alfonso Perdomo Fontalvo

Director de tesis:

Dr. Carlos Álvarez Bel

Mayo de 2013

*A mi esposa Gloria y
a mis hijos Liliana y Juan David*

*A la memoria de mis padres Carlos Julio y
Flor Marina*

*"Los conceptos y principios fundamentales de la ciencia
son invenciones libres del espíritu humano"*

Albert Einstein

Agradecimientos

La culminación de una tesis doctoral, aunque termina siendo una labor árida y solitaria, paradójicamente es el resultado de la colaboración y los esfuerzos de múltiples personas e instituciones. Sin el apoyo incondicional que durante estos años me brindaron familiares, amigos y diferentes organizaciones, no hubiese sido posible alcanzar esta meta, a la cual hoy arribo. Por eso quiero expresar mis agradecimientos a todos y cada uno de aquellos quienes, de una manera directa o indirecta, han contribuido para hacer realidad el presente trabajo.

A riesgo de parecer ingrato (por omisión u olvido involuntarios) con algunas personas e instituciones de las que aquí no haga mención, me atreveré a expresar de forma explícita mi gratitud. Entre las primeras, particular mención merecen los funcionarios de la UPV Dr. D. Gustavo Vivas Rebolledo, Doña Mercedes Guaita Soriano, Doña Isabel Juan Perales y D. Miguel Granell León, por sus permanentes disposición y apoyo administrativos. Entre las últimas, debo reconocer el especial soporte que me brindaron las Empresas Públicas de Medellín, Colombia, (organización en la cual laboro desde hace más de 25 años) para llevar a feliz término mis estudios de doctorado; de igual manera, quiero agradecer a la Oficina de Acción Internacional (OAI) de la UPV por el apoyo

económico ofrecido para mi sostenimiento durante mis pasantías en Valencia; así mismo, agradezco a diferentes entidades del sector eléctrico colombiano, tales como XM, CREG, CNO, que me permitieron el acceso a sus fuentes de datos e información.

Mi especial gratitud al Dr. Carlos Álvarez Bel, por la orientación recibida bajo su dirección. Su apoyo y confianza en mi trabajo y su capacidad para guiar mis ideas, fueron fundamentales en el desarrollo de esta investigación. Gracias por sus aportaciones y por haber guiado con sabiduría mi trabajo.

A mis hijos Liliana y Juan David, gracias por haber sobrellevado el abandono a que los sometí durante todo el tiempo que dediqué a la realización de mis estudios de doctorado; gracias también, por la fuerza e inspiración que me brindaron en los momentos más difíciles, por todo su apoyo y su comprensión, y por la tolerancia e infinita paciencia que conmigo tuvieron. A ellos mi eterno amor y gratitud.

Especialmente quiero dar las gracias a mi esposa Gloria. Gracias a su amor, paciencia e incondicional apoyo, tuve las fuerzas necesarias para sacar adelante este trabajo de investigación, su constante motivación me permitió luchar día a día para alcanzar este objetivo. Para ti Gloria, todo mi amor, mi cariño, mi gratitud y comprensión, por sobrellevar un hogar sin la figura del padre durante el largo tiempo que estuve ausente; fuiste tú quien realmente sabía lo importante que para mí representaba este esfuerzo. Me has apoyado en los momentos difíciles previos a esta tesis y durante el transcurso de la misma, por ello te hiciste merecedora a este gran título en mi tesis doctoral: Secretaria “ad hoc”. Nuevamente mil y mil gracias.

Muchas gracias a mis padres Carlos Julio y Flor Marina (q.e.p.d), quienes desafortunadamente ya no están con nosotros. Ellos fueron el soporte fundamental sobre el que se cimentaron las bases sólidas de mi formación personal y profesional. Al resto de mi familia les agradezco todo su apoyo y confianza.

A mis compañeros de estudio Clara Inés Buriticá y Carlos Arturo Ramírez, quiero agradecerles el constante respaldo que me brindaron día a día, para no desfallecer en el logro del objetivo propuesto de culminar mi tesis doctoral. Clara, muchas gracias por tus acertadas orientaciones y por tus sabios consejos. Gracias por tranquilizarme en mis momentos de angustia y confusión: Fue un camino largo y duro de recorrer.

A Iván Valencia, gran compañero y amigo, quiero agradecerle su apoyo incondicional y su infinita paciencia durante todos estos años. Iván, gracias por toda tu ayuda y colaboración en la realización de aquellos trámites requeridos cuando me encontraba fuera de España.

Dios los bendiga.

**Valoración de la prestación del servicio
complementario de control de tensión y
soporte de potencia reactiva dinámica para
la seguridad de los sistemas eléctricos de
potencia**

Resumen

Hasta ahora, ninguno de los métodos empleados para la evaluación y asignación de la prestación del servicio complementario de control de tensión y potencia reactiva resuelve el problema de garantizar la reserva suficiente de potencia reactiva dinámica, para minimizar el riesgo del colapso de tensión. En esta tesis se plantea una novedosa metodología para la evaluación, valoración y asignación de la prestación de este servicio, asociando al índice del margen de estabilidad de tensión, la valoración de la potencia reactiva dinámica requerida para el control de tensión y la minimización del riesgo de un colapso de tensión. Así mismo, en esta tesis se propone y desarrolla una nueva metodología que permite la participación de recursos de la demanda, mediante la asociación del índice del margen de estabilidad con el coste de oportunidad de su inclusión en la prestación del servicio de control y potencia reactiva.

Palabras Clave

Colapso de tensión, potencia reactiva, servicios complementarios, seguridad de los sistemas de potencia, mercados eléctricos, estabilidad dinámica, índice de estabilidad.

PHD THESIS

**Provision assessment of the voltage control
and dynamic reactive power support
ancillary service for power systems
security.**

Abstract

Until now, the used methods for assessment and allocation of the voltage control and reactive power support ancillary service, it are not solved the problem of ensuring sufficient reserve of dynamic reactive power to minimize the risk of voltage collapse. This thesis presents a novel methodology for the evaluation, assessment and allocation of the provision of this service, associating to the voltage stability margin index, the value of the reactive power required for voltage control and for minimizing the risk of voltage collapse. Also, this thesis propose and develops a new methodology that allows the participation of demand resources by associating the stability margin index with the opportunity cost of the demand resources inclusion in the provision of voltage control and reactive power support ancillary service.

Key Words

Voltage collapse, reactive power, ancillary services, power systems security, electricity markets, dynamic stability, stability index.

Valoració de la prestació del servei complementari de control de tensió i suport de potència reactiva dinàmica per a la seguretat dels sistemes elèctrics de potència

Resum

Fins ara, cap dels mètodes emprats per a l'avaluació i assignació de la prestació del servei complementari de control de tensió i potència reactiva resol el problema de garantir la reserva suficient de potència reactiva dinàmica, per minimitzar el risc del col · lapse de tensió. En aquesta tesi es planteja una nova metodologia per a l'avaluació, valoració i assignació de la prestació d'aquest servei, associant a l'índex del marge d'estabilitat de tensió, la valoració de la potència reactiva dinàmica requerida per al control de tensió i la minimització del risc d'un col · lapse de tensió. Així mateix, en aquesta tesi es proposa i desenvolupa una nova metodologia que permet la participació de recursos de la demanda, mitjançant l'associació de l'índex del marge d'estabilitat amb el cost d'oportunitat de la seva inclusió en la prestació del servei de control i potència reactiva

Paraules Clau

Col · lapse de tensió, potència reactiva, serveis complementaris, seguretat dels sistemes de potència, mercats elèctrics, estabilitat dinàmica, índex d'estabilitat.

ÍNDICE

AGRADECIMIENTOS

1. INTRODUCCIÓN.....	1
1.1. Motivación	8
1.2. Objetivos	10
1.2.1 Objetivo general	10
1.2.2 Objetivos específicos	11
1.3. Metodología	12
1.4. Organización y estructura de la tesis	13
2. SERVICIOS COMPLEMENTARIOS EN MERCADOS ELÉCTRICOS COMPETITIVOS	16
2.1. Generalidades	16
2.1.1. Servicios complementarios asociados a la potencia activa	19
2.1.2. Servicios complementarios asociados a la potencia reactiva	24
2.2. Revisión de las estructuras y organización de los mercados desregulados.....	26
2.3. Análisis comparativo de la prestación de los servicios complementarios asociados a la potencia activa	39
2.4. Análisis y discusión de aspectos relevantes	52
2.5. Conclusiones	57
2.5.1. Generales	57
2.5.2. Particulares	58
2.6. Aportaciones del capítulo.....	58
3. REVISIÓN DE LA GESTIÓN DE LOS SERVICIOS COMPLEMENTARIOS DE CONTROL DE TENSIÓN/ SOPORTE DE POTENCIA REACTIVA Y RESTABLECIMIENTO	62
3.1. Generalidades.....	62
3.2. Análisis comparativo de la prestación del servicio complementario de control de tensión/soporte de potencia reactiva (CT/SPR)	64
3.3. Análisis y discusión de aspectos relevantes del servicio de CT/SPR	88
3.4. Análisis comparativo de la prestación del servicio complementario de restablecimiento del sistema.....	91
3.5. Análisis y discusión de aspectos relevantes del servicio de restablecimiento del sistema.....	96
3.6. Conclusiones	97
3.7. Aportaciones del capítulo.....	100
4. NUEVOS CRITERIOS PARA LA EVALUACIÓN DEL SERVICIO DE SOPORTE DE POTENCIA REACTIVA DINÁMICA EN LA SEGURIDAD DEL SISTEMA DE POTENCIA	103
4.1. Estabilidad dinámica, bifurcaciones y colapso de tensión	105
4.1.1. Modelado del sistema de potencia	108

4.1.2. Análisis del comportamiento dinámico del sistema. Colapso de tensión	112
4.2. Influencia de los límites operativos de los sistemas de excitación en la seguridad del sistema de potencia.....	117
4.3. Puntos límites del soporte de potencia reactiva dinámica	119
4.4. Caso de estudio: oscilaciones en el sistema de potencia colombiano.....	123
4.4.1. Descripción del sistema de potencia colombiano	123
4.4.2. Oscilaciones en el sistema de potencia colombiano	128
4.5. Análisis y discusión de resultados.....	133
4.6. Conclusiones	134
4.7. Aportaciones del capítulo.....	135
5. NUEVA METODOLOGÍA PARA LA VALORACIÓN Y ASIGNACIÓN DE LA PRESTACIÓN DEL SERVICIO COMPLEMENTARIO DE CONTROL DE TENSIÓN/SOPORTE DE POTENCIA REACTIVA DINÁMICA	141
5.1. Formulación del índice algebraico de Kessel de estabilidad de tensión	142
5.1.1. Caso de estudio 1: aplicación del índice “I” al sistema WSCC.....	143
5.1.2. Conclusiones del caso de estudio 1	161
5.2. Valoración de la potencia reactiva dinámica.....	162
5.2.1. Contratos de opciones y ecuación de black-scholes	162
5.2.2. Método para la remuneración de la prestación del servicio de PRD ...	164
5.2.3. Caso de estudio 2: aplicación de la valoración de la prestación del servicio de PRD al sistema WSCC9	170
5.2.4. Conclusiones del caso de estudio 2.	176
5.3. Conclusiones	177
5.4. Aportaciones del capítulo.....	178
6. PARTICIPACIÓN DE LA DEMANDA EN LA PRESTACIÓN DEL SERVICIO COMPLEMENTARIO DE CONTROL DE TENSIÓN	180
6.1. Participación de la demanda en la prestación del servicio de control de tensión	182
6.2. Valoración de la prestación del lado de la demanda del servicio de control de tensión	183
6.2.1. Método para la remuneración del servicio de control de tensión del lado de la demanda.....	184
6.2.2. Aplicación del método de remuneración del servicio de control de tensión del lado de la demanda	188
6.3. Conclusiones	193
6.4. Aportaciones del capítulo.....	193
7. CONCLUSIONES Y APORTACIONES.....	197
7.1. Conclusiones	196
7.2. Aportaciones	198
7.3. Perspectivas de trabajos futuros	200

BIBLIOGRAFÍA.....	203
APÉNDICE. Parámetros del sistema de prueba WSCC9	211

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2-1.	Curvas típicas de demanda diaria en Colombia.	21
Figura 2-2.	Fluctuación de la carga 11/01/2009. Fuente: XM.....	22
Figura 2-3.	Servicios complementarios de regulación primaria, AGC y regulación terciaria: Operación normal y contingencias.....	24
Figura 2-4.	Mercado de Electricidad español. Fuente: OMEL, Memorias 2007	31
Figura 2-5.	Determinación del precio de mercado para la prestación de los servicios de regulación de frecuencia en Australia. Fuente: (AEMO 2009).....	47
Figura 2-6.	Asignación de cargos por la prestación del servicio de regulación de frecuencia	49
Figura 2-7.	Precios de los servicios SC de RSF, regulación primaria y reserva de reemplazo e índice del precio de combustible. (ERCOT 2009)	54
Figura 2-8.	Costes de las restricciones del mercado eléctrico colombiano en el año 2008. (XM 2009).....	56
Figura 3-1.	Potencia Reactiva Obligatoria (PRO) para unidades del BM (BRENDAN 2007)	65
Figura 3-2.	PRO para generadores en el sistema español. Los puntos 9 y 11 de la gráfica estándar corresponden a FP's de 0,989 tanto en atraso como en adelanto.....	68
Figura 3-3.	Requerimientos de potencia reactiva en función del nivel de tensión para generadores conectados a la red de transporte de 400kV (PO 7.4).....	69
Figura 3-4.	Requerimientos de potencia reactiva en función del nivel de tensión para generadores conectados a la red de transporte de 220kV (PO 7.4).....	69
Figura 3-5.	Zonas de ofertas en horas punta para consumidores proveedores y gestores de red (PO 7.4).....	73
Figura 3-6.	Zonas de ofertas en horas valle para consumidores proveedores y gestores de red (PO 7.4).....	73
Figura 3-7.	Zonas de ofertas en horas llano para consumidores proveedores y gestores de red (PO 7.4).....	74
Figura 3-8.	PRO para generadores en PJM (Khaparde 2003)	78
Figura 3-9.	PRO y PRA en Australia (AEMO 2009).....	81
Figura 3-10.	PRO y PRA para generadores en el sistema colombiano	83
Figura 4-1.	Sistema de cinco barras	109
Figura 4-2.	Diagrama en bloques del sistema de excitación.	110
Figura 4-3.	Respuesta en el tiempo del ángulo de rotor δ_m	112
Figura 4-4.	Respuesta en el tiempo de la frecuencia W_m	114
Figura 4-5.	Respuesta en el tiempo de tensión salida de la excitación E_f	114
Figura 4-6.	Respuesta en el tiempo de la tensión en bornes de generador V_m	115
Figura 4-7.	Respuesta en el tiempo de la tensión de la barra de carga V	115
Figura 4-8.	Respuesta en el tiempo del ángulo de la barra de carga δ	115
Figura 4-9.	Variación de la tensión en la barra de carga vs variación del parámetro de carga activa. Colapso de tensión.	116

Figura 4-10.	Variación de la tensión en la barra de carga vs variación del parámetro de carga reactiva. Colapso de tensión.....	117
Figura 4-11.	Variación de tensión en la barra de generación cuando se alcanzan límites de producción/absorción de potencia de una unidad	118
Figura 4-12.	Variación de la tensión de salida de la excitación Ef vs variación de la ganancia del estabilizador de realimentación del generador Kf.....	120
Figura 4-13.	Oscilación de la tensión Ef de salida de la excitación en el punto de ramificación.	120
Figura 4-14.	Tensión Vm de la barra de generación en el punto de ramificación.	121
Figura 4-15.	Variación de la tensión de excitación vs ganancia combinada Ke-Ka.....	122
Figura 4-16.	Variación de la tensión de generación vs ganancia combinada Ke-Ka.....	123
Figura 4-17.	Red de transporte del Sistema Interconectado Nacional (SIN) de Colombia.	124
Figura 4-18.	Áreas y Sub-Áreas eléctricas del sistema colombiano.	125
Figura 4-19.	Flujos y demanda típicos de cada área eléctrica.	126
Figura 4-20.	Composición de la generación en Colombia.	127
Figura 4-21.	Comportamiento de la demanda de la demanda en Colombia 1995-2009.....	128
Figura 4-22.	Oscilación del 19-08-2008.....	129
Figura 4-23.	Generación programada para el 19-08-2008 a las 18:00.	129
Figura 4-24.	Oscilación del 04-03-2012.....	131
Figura 4-25.	Generación Total de Guavio para el 04-03-2012.	132
Figura 4-26.	Generación por unidad de Guavio para el 04-03-2012.	133
Figura 5-1.	Flujo de carga para el estado inicial del sistema.....	144
Figura 5-2.	Potencia reactiva de los generadores (MVAR).....	146
Figura 5-3.	Demanda de potencia en las barras de carga	148
Figura 5-4.	Perfiles de tensión en las barras de carga	150
Figura 5-5.	Perfiles de tensión en las barras de generación.....	150
Figura 5-6.	Perfil de tensión e Índice de estabilidad de la Barra 5.....	152
Figura 5-7.	Perfil de tensión e Índice de estabilidad de la Barra 6.....	152
Figura 5-8.	Perfil de tensión e Índice de estabilidad de la Barra 8.....	153
Figura 5-9.	Índices de estabilidad L5, L6, L8 y LTOT	154
Figura 5-10.	Tensión Barra 1 de generación y LTot	154
Figura 5-11.	Tensión en la barra 2 de generación y LTot	155
Figura 5-12.	Tensión en la Barra 3 de generación y LTot.....	155
Figura 5-13.	Distancia total al colapso de tensión.....	157
Figura 5-14.	Distancia de la Barra 5 al colapso de tensión	158
Figura 5-15.	Distancia de la Barra 6 al colapso de tensión	159
Figura 5-16.	Distancia de la Barra 8 al colapso de tensión	159
Figura 5-17.	Flujo de carga del estado previo al colapso del sistema	160
Figura 5-18.	Colapso del sistema	161
Figura 5-19.	Variación del precio en función de la tasa de interés libre de riesgo, con $K2=0.1$, $L=0.3$ y $\sigma=0.25$	166

Figura 5-20.	Variación del precio en función volatilidad del índice L, con $K2=0.1$,	167
Figura 5-21.	Variación del precio en función del índice L, con $K2=0.1$, $\sigma=0.25$ y $r=0.01$	168
Figura 5-22.	Condiciones previas al colapso por escasez de PRD	171
Figura 5-23.	ESTADO 13: Colapso del sistema por insuficiencia de PRD, luego de un escalón de 10 MW.....	171
Figura 5-24.	Distancia al colapso del sistema antes del colapso del sistema	173
Figura 5-25.	Índice de seguridad L y valor unitario pu de la prestación del servicio de PRD antes del colapso del sistema por escasez de PR	174
Figura 5-26.	Índice de seguridad del sistema y precios de remuneración del servicio de CT/SPRD.....	176
Figura 6-1.	Valoración de la variación del consumo, con $\sigma=0.25$, $r=0$ y $K2=0.1$	185
Figura 6-2.	Valoración de la variación del consumo, con $\sigma=0.25$, $r=0.01$ y $K2=0.1$	186
Figura 6-3.	Valoración de la variación del consumo, con $\sigma=0.25$, $r=0.05$ y $K2=0.1$	187
Figura 6-4.	Valoración de la variación del consumo, con $\sigma=0.4$, $r=0.01$ y $K2=0.1$	187
Figura 6-5.	Flujo de carga para el estado operativo inicial del sistema	189
Figura 6-6.	Precio de participación de la demanda y variación del índice L....	190
Figura 6-7.	Disminución del índice L	191
Figura 6-8.	Variación de la carga	191
Figura 6-9.	Perfil de tensión de la barra 8	192
Figura 6-10.	Flujo de carga para el estado operativo final del sistema.	192

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2-1.	Características de los seis mercados de electricidad analizados.....	38
Tabla 2-2.	Características de los servicios complementarios asociados a la potencia activa en los seis mercados analizados.....	50
Tabla 3-1.	Características de la prestación del servicio complementario de CT/SPR en los seis mercados analizados	84
Tabla 3-2.	Características de la prestación del servicio complementario de restablecimiento en los seis mercados analizados	96
Tabla 4-1.	Parámetros de líneas del sistema de cinco barras	109
Tabla 4-2.	Variables de estado y parámetros del sistema	112
Tabla 5-1.	Potencias activa y reactiva de los generadores	145
Tabla 5-2.	Consumos de potencia en las barras de carga.....	149
Tabla 5-3.	Tensiones en las barras de generación y carga	149
Tabla 5-4.	Índices L para cada una de la barras de carga e índice total	151
Tabla 5-5.	Distancia al colapso de tensión	151
Tabla 5-6.	Valores del índice de seguridad L, de precios unitarios de la prestación del servicio de PRD y distancia al colapso de tensión en los estados previos al colapso del sistema por escasez de PR	172
Tabla 6-1.	Precio de participación de la carga en el control de tensión de la barra 8.....	189

ABREVIATURAS Y ACRÓNIMOS

ACE	Area Control Error
AEMO	Australian Energy Market Operator
AGC	Automatic Generation Control
ASIC	Administración del Sistema de Intercambios Comerciales
BM	Balancing Mechanism
BETA	British Electricity Transmission and Trading Arrangements
CND	Centro Nacional de Despacho
CSA	Commercial Service Agreement
CT/SPR	Control de Tensión/Soporte de Potencia reactiva
CREG	Comisión de Regulación de Energía y Gas
DA	Default Agreements
DAE	Differential Algebraic Equations
ERCOT	Electric Reliability Council of Texas
ESP	Empresa de Servicios Públicos
FERC	Federal Energy Regulatory Commission
FP	Factor de Potencia
FTR	Financial Transport Rights
IIE-UPV	Instituto de Ingeniería Energética-Universidad Politécnica de Valencia
LaaR	Load acting as a Resource
MA	Market Agreements
MEM	Mercado de Energía Mayorista
NECA	National Electrical and Communications Association
NEM	National Electricity Market
NEMMCO	National Electric Management Company
NER	National Electricity Rules
NERC	North American Electric Reliability
NETA	New Electricity Trading Arrangements
NG	National Grid
NGET	National Grid Electricity Transmission
OFGEM	Office of Gas and Electricity Markets
OMEL	Operador del Mercado de Electricidad
ORNL	Oak Ridge National Laboratory
OS	Operador del Sistema
PCTA	Plan de Control de Tensión Anual
PJM	Pennsylvania-New Jersey-Maryland
PMU	Phasor Measurement Unit
PRD	Potencia Reactiva Dinámica
PSERC	Power Systems Engineering Research Center
PRA	Potencia Reactiva Adicional
PRO	Potencia Reactiva Obligatoria

QSE	Quality Schedule Entities
REE	Red Eléctrica de España
REP	Retail Electricity Provider
RMR	Reliability Must-Run
RSF	Regulación Secundaria de Frecuencia
RTO	Regional Transmission Owners
SC	Servicios Complementarios
SIN	Sistema Interconectado Nacional
STN	Sistema de Transporte Nacional
TB	Transacciones Bilaterales
UCTE	Union for Co-ordination of Transmission of Electricity
UPME	Unidad de Planeación Minero Energética
VSM	Voltage Stability Margin
WSCC	Western System Coordinating Council
XM	Compañía de Expertos en Mercados S.A. ESP

CAPÍTULO 1

Introducción

La madurez alcanzada en la década pasada por los procesos de liberalización de la industria eléctrica alrededor del mundo se ha logrado: (1) mediante la separación de las actividades de generación, transporte y distribución; (2) a través del acceso libre y sin discriminación a las redes; y (3) mediante la creación de la competencia en el sector de generación (Kankar *et. al.* 2001). El objetivo fundamental de estos procesos es el de introducir fuerzas competitivas en los mercados de electricidad (Kankar *et. al.* 2001; Tong 2004), que mejoren la eficiencia sin detrimento de la calidad del suministro de energía eléctrica y, consecuentemente, con reducción en el precio final de la energía. Conjuntamente con el proceso de reestructuración del sector eléctrico, además de los servicios básicos de suministro de potencia y energía, se ha posibilitado la prestación de cierta clase de servicios tales como los de regulación de frecuencia, reserva giratoria, restablecimiento del sistema, control de tensión y soporte de potencia reactiva, entre otros, que son esenciales para la adecuada operación del sistema. Esta clase de servicios se conocen como "servicios complementarios" y se requieren para garantizar la fiabilidad, eficiencia y seguridad del sistema de potencia, constituyéndose en nuevas divisiones del mercado de potencia (Ismael *et. al.* 2008). Las funciones que prestan estos servicios no son nuevas y han sido realizadas de manera agregada por las empresas de electricidad desde los comienzos de la interconexión de los sistemas de potencia.

En los mercados eléctricos competitivos, los servicios complementarios no son parte integral del suministro de electricidad (tal como ocurría en la industria eléctrica verticalmente integrada) dado que estos servicios son desagregados y

valorados separadamente (Baughman&Siddiqi 1991). La prestación de los servicios complementarios debe realizarse cuidadosamente y valorarse adecuadamente, de tal manera que los requerimientos del sistema de potencia y los objetivos del mercado se alcancen de forma óptima (Alan 2009). En la actualidad no hay un consenso establecido en los diferentes mercados desregulados sobre la definición, el alcance y la clasificación de los servicios complementarios.

Con base en los planteamientos anteriores, es importante evaluar comparativamente las tendencias actuales de los esquemas de prestación de servicios complementarios en diferentes escenarios desregulados, haciendo particular énfasis en el servicio de control de tensión y soporte de potencia reactiva, por su incidencia en la seguridad del sistema de potencia.

Tradicionalmente los servicios complementarios han sido prestados del lado del suministro por unidades de generación, con capacidad para ofrecerlos (Alan 2009). Sin embargo, recientemente se ha venido investigando la posibilidad de la prestación de estos servicios por parte de la demanda, más allá de los incentivos para desconexión de cargas. Uno de los beneficios de la participación de la demanda para proveer servicios complementarios radica en el hecho de que es una fuente adicional de provisión de tales servicios, lo cual permite una mayor oferta, con la posibilidad de disminuir precios y contrarrestar el poder de mercado.

Los programas de gestión de la demanda se basan en los cambios de los patrones de comportamiento de los consumidores finales de electricidad ante cambios en los precios de esta, o en incentivos para disminuir o aumentar su consumo en las horas punta, o cuando es amenazada la seguridad del sistema (DOE 2006) o, simplemente, cuando sea económicamente rentable a los participantes. Una respuesta adicional de los consumidores se presenta mediante el empleo in situ de generación distribuida de propiedad del consumidor (Valero *et. al.* 2007); en este último caso el usuario final experimenta poco o ningún cambio en su patrón de consumo, pero su participación genera nuevas posibilidades de competencia en la prestación de los servicios complementarios. La participación de la

respuesta de la demanda en la prestación de servicios complementarios ha venido siendo impulsada por varios entes regulatorios. La Orden 888 de la FERC (Federal Regulatory Energy Commission) de los Estados Unidos, señala que la demanda debe tener la oportunidad de suministrar reserva operativa, si reúne los requisitos operacionales necesarios para hacerlo, con el objeto de estimular su participación (FERC 2002). Esta participación debe realizarse para mejorar la seguridad y fiabilidad del sistema, por lo que el diseño de los requisitos y condiciones de participación de los consumidores en los servicios complementarios es un área de investigación importante en la actualidad (Schisler et. al. 2008).

En el servicio complementario de control de tensión y soporte de potencia reactiva, la generación distribuida de propiedad del consumidor proporciona una importante posibilidad de participación de la demanda, mediante el suministro de soporte de potencia reactiva dinámica en sitio. Se requiere, por tanto, profundizar en la investigación de la integración de la demanda en los servicios complementarios, particularmente en su participación en el control de tensión y soporte de potencia reactiva, valorando la prestación del servicio en función de un índice de seguridad del sistema.

Las primeras investigaciones de valoración de la potencia reactiva se realizaron desde los comienzos de la reestructuración de la industria eléctrica. Baughman y Siddiqi (Baughman&Siddiqi 1991) sostuvieron que la valoración simultánea tanto de la potencia activa como de la potencia reactiva, sería importante para el desarrollo de los mercados de electricidad debido a la fuerte relación entre ellas, desde el punto vista físico; señalaron, además, que en presencia de restricciones de tensión, los precios de la potencia reactiva pueden llegar a ser extremadamente altos.

Sin embargo, Kahn y Baldick (Kahn&Baldick 1994) mostraron que con una apropiada planificación centralizada de la operación, el costo de suministro de la potencia reactiva para un sistema llega a ser despreciable. Esta necesidad de planificación centralizada de la operación es responsabilidad del operador del sistema (OS).

Singh y Papalexopoulos (Singh&Papalexopoulos 1999) plantean que la minimización del coste no es equivalente a la maximización del beneficio, desde la perspectiva de los participantes, en estos nuevos escenarios. Intrínsecamente existe una oposición de intereses entre el beneficio social esperado, incluyendo la seguridad del sistema eléctrico de potencia, y la maximización del beneficio de los participantes. Como una consecuencia de la maximización del beneficio, los sistemas eléctricos de potencia están siendo operados cada vez más cerca de sus límites técnicos (Lin *et. al.* 2003). Ilic y otros, (Ilic *et. al.* 2004) analizaron las limitaciones del flujo de potencia de DC en un intento por representar convenientemente los efectos de la potencia reactiva y de los límites de potencia reactiva de las unidades de generación. La proximidad al colapso de tensión es un factor que limita la utilización completa de las capacidades del sistema de transporte de potencia y, en consecuencia, condiciona el libre acceso a la red.

El servicio complementario de control de tensión y soporte de potencia reactiva permite mejorar las condiciones técnicas y de operación del sistema, optimizando los recursos y minimizando las restricciones, jugando un papel importante en la determinación de la eficiencia del mercado (Ilic&Yu 1999). Para garantizar el libre acceso a las redes, deben proveerse señales económicas adecuadas a los agentes, para la prestación de este servicio (Baughman, Siddiqi & Zarnikau 1997a/b; Keib&Ma 1997; Weber *et. al.* 1998; Choi *et. al.* 1998). Uno de los problemas que se presentan para brindar estas señales se debe al carácter local de la potencia reactiva, condicionando las opciones de mercados competitivos de potencia reactiva a que se pueda garantizar una diversidad suficiente de proveedores para prevenir el ejercicio de poder de mercado. Zambroni de Souza y otros, (Zambroni *et. al.* 2001), estudian la importancia de determinar barras críticas, más que concentración de mercado, para combatir el poder de mercado. Este problema aún no ha sido resuelto y la participación de la demanda como proveedor potencial de este servicio toma particular relevancia en la actualidad (Heffner *et. al.* 2007; Schisler *et. al.* 2008).

Las estrategias para la valoración de la potencia reactiva han evolucionado durante la última década, partiendo de métodos simples de valoración (tales como la prestación obligatoria del servicio por parte de los generadores, sin

compensación, o remunerándolos en proporción a sus niveles de producción de potencia activa) hasta formas más complicadas de incentivos. En general, prevalece el criterio de que los generadores deben proveer una cantidad obligatoria de potencia reactiva, al menos dentro de su curva nominal de capacidad (Chattopadhyay *et.al.* 1995; Hao&Papalexopoulos 1997).

Alvarado y otros (Alvarado *et. al.* 1996) identificaron algunos supuestos erróneos en la valoración de la potencia reactiva, ya que estos supuestos no diferenciaban entre el precio de la potencia reactiva estática – más barata, suministrada por equipos de compensación asociados a las redes de transporte – y el precio de la potencia reactiva dinámica, más costosa, suministrada principalmente por los agentes generadores. La compensación de los generadores por coste de oportunidad – menores ingresos por potencia activa cuando se disminuye la potencia real para aumentar la potencia reactiva – ha llegado a ser ampliamente aceptada (Sauer 2003; Hao 2003).

Bhattacharya y Zhong (Kankar&Zhong 2001; Zhong&K. 2002) desarrollan con amplitud el estudio de las zonas de operación de las unidades de generación que deben ser remuneradas, así como la remuneración por coste de oportunidad del suministro de potencia reactiva dinámica, propuesta para los agentes generadores; este análisis, sin embargo, no tiene en cuenta el comportamiento no lineal de las unidades de generación en las regiones límites de su curva de capacidad (Echavarren, Lobato & Rouco 2009). Lo anterior conduce a problemas que deben resolverse teniendo en cuenta la respuesta dinámica de la unidades de generación, investigando el impacto que tienen sobre la seguridad del sistema de potencia los límites de los sistemas de excitación de los generadores y su correlación con la valoración del límite de estabilidad.

La insuficiencia en el suministro de potencia reactiva dinámica puede conducir al colapso de tensión (Chung, Chung & Lin 2002), el cual se ha constituido en una de las causas para algunos de los recientes apagones ocurridos en América y Europa (Yu&Pollit 2009). En el apagón ocurrido el 14 de Agosto de 2003 en USA – Canadá, aunque no se considera un colapso de tensión en el sentido tradicionalmente empleado, el informe final de la “USA-Canada Power System

Outage Task” (Abril, 2004) estableció que la insuficiencia de potencia reactiva fue uno de los aspectos relevantes causantes del apagón, debido a que el suministro de potencia reactiva dinámica se agotó en el período que antecedió al apagón como consecuencia de una sobre estimación de la producción de potencia reactiva dinámica de los generadores del sistema (Final Report 2004).

La adecuada valoración de la prestación del servicio de soporte de potencia reactiva dinámica es un aspecto fundamental, objeto de investigación, dado que su suministro es crítico para la seguridad y fiabilidad del sistema de potencia, y necesario para evitar los altos costes asociados a un colapso de tensión. La valoración de la potencia reactiva dinámica debe asociarse directamente al margen de estabilidad de tensión (Gharaveisi *et. al.* 2009). Se requiere representar el valor (no el coste de producción) de la absorción/producción de potencia reactiva, de cada proveedor de potencia reactiva dinámica. Este valor debe estar en función de su contribución al margen de seguridad del sistema, midiendo la importancia relativa de los proveedores antes mencionados. Un proveedor de potencia reactiva dinámica puede tener un alto coste para la prestación del servicio, pero un bajo valor para la seguridad integral del sistema (Xu *et.al.* 2001).

Los métodos para determinar el margen de estabilidad de tensión basados en las denominadas curvas P-V y V-Q son comúnmente empleados para obtener una aproximación en estado estable de los límites de operación segura del sistema (Pirayesh *et. al.* 2005; Pama&Radman 2009). Los métodos de continuación brindan un cálculo más preciso que los anteriores del margen de estabilidad. Sin embargo, todos los métodos anteriores emplean cálculos de flujos de potencia, que los hacen soluciones no viables, por el alto consumo de tiempo de cómputo y su prácticamente nula aplicación en la operación en tiempo real. Por la misma naturaleza de los métodos empleados, estas técnicas no diferencian entre potencia reactiva estática y potencia reactiva dinámica y, en consecuencia, un índice con estas características es inadecuado para la valoración de la producción/absorción de potencia reactiva dinámica.

La utilización de un índice del margen de estabilidad en tiempo real es un problema objeto de intensa investigación en la actualidad (Mohammadi&Gharehpetian 2009; Berizzi et. al. 2009). Con los recientes avances en las aplicaciones de las unidades de medición fasorial (PMUs por sus siglas en inglés), se han propuesto diferentes métodos para la vigilancia de la estabilidad de tensión y la determinación de índices de estabilidad de tensión. Wang, Li y Lu (Wang, Li & Lu 2009) emplean un modelo equivalente del sistema que incluye tanto los efectos de la red local, como los efectos del sistema fuera de la red local, y definen un índice de estabilidad de nudo que denominan “índice del colapso de tensión de nudo equivalente” – el cual se basa en un modelo equivalente del sistema – usando únicamente fasores de tensión local. Ajarapu y Leonardi (PSERC 2010) se enfocan en el desarrollo de una herramienta de vigilancia en línea de la estabilidad de tensión, haciendo uso de las medidas fasoriales disponibles en las PMUs para estimar la proximidad al colapso de tensión mediante el desarrollo de modelos de regresión multi – lineal que correlacionan la cantidad de reserva de potencia reactiva de algunos generadores críticos, con el margen de estabilidad de tensión del área o del sistema. Sin embargo, las técnicas desarrolladas para determinar el índice de estabilidad de tensión utilizando PMUs son aplicadas localmente en barras de carga o en corredores de transmisión radial y no son adecuados para evaluar la estabilidad de tensión de áreas extendidas; de igual manera, estos métodos no estiman el margen de estabilidad de tensión disponible (en MW) en el sistema. De otro lado, las técnicas de estimación usando PMUs requieren de algunos supuestos, como definir nudos críticos de generación, cuyos criterios de definición de criticidad son vagos o ambivalentes.

Para realizar la valoración de la prestación del servicio complementario de control de tensión y soporte de potencia reactiva dinámica, se propone y demuestra en esta tesis que se requiere: (1) utilizar un índice del margen de estabilidad de tensión que pueda aplicarse en tiempo real en todos los nudos de la red de potencia, de tal manera que pueda evaluarse la estabilidad de tensión tanto local como globalmente, y (2) asociar la valoración del suministro de potencia reactiva dinámica con el índice del margen de estabilidad, para evaluar

la contribución de este suministro al margen de seguridad del sistema de potencia y, en esta medida, definir la remuneración al agente proveedor por la prestación del servicio de soporte de potencia reactiva dinámica.

Resumiendo, a partir de lo anteriormente expuesto, los siguientes son aspectos asociados a la prestación del servicio complementario de control de tensión y soporte de potencia reactiva, que se consideran aún no resueltos:

- La adecuada valoración de la prestación del servicio de soporte de potencia reactiva dinámica.
- La utilización en tiempo real de un índice del margen de estabilidad de tensión que pueda aplicarse para valorar la prestación del servicio de suministro/absorción de potencia reactiva dinámica.
- El impacto, sobre la seguridad del sistema de potencia, del comportamiento no lineal de los límites de los sistemas de excitación de las unidades de generación.
- La insuficiencia en el suministro de potencia reactiva dinámica requerida para la seguridad del sistema, tanto en condiciones normales como bajo contingencias, por falta de incentivos económicos adecuados.
- La mitigación del poder de mercado en el segmento de los servicios complementarios, mediante la participación de la demanda en la prestación de estos servicios.

En esta tesis se investiga y se plantean soluciones a los anteriores aspectos, lo cual permitirá la consolidación del servicio complementario de control de tensión y suministro/absorción de potencia reactiva, como un segmento de los mercados de potencia.

1.1. Motivación

La inadecuada gestión de la potencia reactiva, previa a los colapsos de tensión, ha sido la principal causa de los recientes apagones ocurridos alrededor del mundo. Así mismo, la oposición de intereses de los participantes, conduce a que

el sistema de potencia sea incapaz de proveer la potencia reactiva dinámica suficiente requerida para su seguridad.

La insuficiencia de potencia reactiva dinámica ha llevado a que los operadores de sistemas de potencia desregulados se estén orientando hacia la creación de mecanismos basados en reglas de mercado para la provisión de los servicios de potencia reactiva, con el objetivo de incrementar la seguridad y eficiencia de sus redes de transporte.

La valoración de la potencia reactiva obtenida a partir de fuentes de potencia reactiva dinámica, es una parte básica de una estructura de mercado de potencia reactiva. Teniendo en cuenta que uno de los principales proveedores de potencia reactiva dinámica son los agentes generadores, en esta tesis se aborda el análisis y modelado de los límites operativos de los sistemas de excitación y su influencia en la seguridad del sistema de potencia, con el objeto de realizar la valoración de la potencia reactiva dinámica por su impacto en la seguridad del sistema y no únicamente por sus costes de producción.

Dado los altos costes que tienen para la sociedad los colapsos de tensión, conducentes a apagones, se requiere de indicadores que permitan determinar en tiempo real, el punto de operación en que se encuentra el sistema de potencia y determinar su distancia operativa al colapso de tensión. La eficiencia del sistema de potencia debe corresponder a un equilibrio que permita su operación explotando al máximo su capacidad, sin poner en riesgo su seguridad. En esta tesis se emplea un índice algebraico para tales efectos y se correlaciona con la valoración de la potencia reactiva dinámica de los agentes generadores, teniendo en cuenta los límites operativos de los sistemas de excitación y su operación en condiciones normales y bajo contingencias.

Un mecanismo de mercado es incompleto sin la participación de la demanda. Los programas de respuesta de la demanda (también llamados programas de gestión de la demanda) se han convertido en un instrumento importante para los mercados reestructurados de la industria eléctrica, en la búsqueda de soluciones a algunos de los problemas surgidos con la liberalización del sector (volatilidad

del precio, congestión del transporte). Con la incorporación al Instituto de Ingeniería Energética (IIE) de la Universidad Politécnica de Valencia (UPV), de grupos de investigadores de diferentes disciplinas en el campo de la energía, el IIE ha venido participando en diferentes programas de investigación de gestión de la demanda en el ámbito europeo, en Estados Unidos y recientemente en Ibero América. Fruto de estas investigaciones es la creación de una empresa para comercializar los resultados de las actividades de Investigación y Desarrollo (I+D) alcanzados por el IIE en su línea de la gestión eficiente de la demanda energética. Los beneficios potenciales de la participación de la demanda en los mercados de servicios complementarios se han venido investigando recientemente, entre otros por el IIE, y están siendo estimulados por diferentes entes reguladores. También son objeto de investigación los requisitos de participación que deben cumplir las cargas para proveer los servicios; estos requisitos deben ser diseñados de tal manera que permitan la participación de la respuesta de la demanda, con el fin de mejorar la seguridad y fiabilidad del sistema de potencia.

Entre los mayores beneficios potenciales de la participación de la demanda en un mercado de servicios complementarios se encuentran el incremento en la fiabilidad del sistema al permitirle al operador otra opción para soportar la fiabilidad local y aliviar la congestión de transporte o la escasez de reservas. En esta tesis se investiga la valoración de la participación de la demanda en el control de tensión y gestión de la potencia reactiva.

1.2. Objetivos

1.2.1. Objetivo General

El objetivo principal de esta tesis es el de minimizar los riesgos del colapso de tensión, mediante la valoración de la prestación del servicio complementario de control de tensión y soporte de potencia reactiva dinámica.

Hasta ahora, ninguno de los métodos empleados para la evaluación y asignación del servicio complementario de control de tensión y reserva de potencia reactiva resuelve el problema de garantizar la reserva suficiente de potencia reactiva dinámica, para evitar el riesgo del colapso, dado que los métodos empleados asignan un valor a la reserva de potencia reactiva y a la prestación del servicio de control de tensión, que no está asociado al margen de estabilidad de tensión. En esta tesis se emplea un novedoso método para la evaluación, valoración y asignación de la prestación del servicio complementario de control de tensión y reserva de potencia reactiva dinámica, tomando como base el índice del margen de estabilidad de tensión para determinar el valor de la prestación del servicio complementario de control de tensión y suministro/absorción de potencia reactiva.

De igual manera, los métodos hasta ahora propuestos para integrar la participación de la demanda en la prestación del servicio complementario de control de tensión y suministro/absorción de potencia reactiva, no resuelven el problema del coste de oportunidad para la inclusión de los recursos de la demanda en la prestación de este servicio complementario. En esta tesis se utiliza una nueva metodología, basada también en la determinación en tiempo real del índice de estabilidad de tensión, para asociar este índice con el coste de oportunidad de la inclusión de la demanda en la prestación del servicio complementario. La inclusión de la demanda en la prestación del servicio complementario de control de tensión/soporte de potencia reactiva, contribuye a aumentar la participación de diferentes agentes en la prestación de este servicio.

1.2.2 Objetivos Específicos

Los objetivos específicos que permiten alcanzar el objetivo general propuesto, son los siguientes:

- Evaluar los esquemas de la prestación de los servicios complementarios en algunos escenarios desregulados, y sus diferentes tendencias. La evaluación realiza un estudio comparativo de la prestación de servicios complementarios clasificados en esta tesis como de potencia activa, en seis escenarios desregulados diferentes, presentando sus similitudes y

diferencias, y los avances y tendencias de este segmento del mercado de potencia. Se profundiza en los esquemas de provisión y suministro del servicio complementario de control de tensión y soporte de potencia reactiva, y en sus implicaciones para la seguridad del sistema de potencia.

- Definir y justificar un índice para el margen de estabilidad de tensión, que pueda aplicarse en tiempo real, para minimizar los riesgos del colapso de tensión. El índice se emplea para determinar el valor de producción de potencia reactiva dinámica de cada proveedor, en función de su contribución al margen de seguridad del sistema de potencia.
- Investigar el impacto que tienen sobre la seguridad del sistema de potencia los límites de los sistemas de excitación de los generadores. Cuantificar el impacto que tienen sobre la seguridad del sistema de potencia los límites de los sistemas de excitación de los generadores y su correlación con la valoración del margen de estabilidad.
- Analizar la relación entre el requerimiento del Margen de Estabilidad de Tensión (VSM por sus siglas en inglés) y el valor de la potencia reactiva dinámica bajo condiciones normales y contingencias.
- Propiciar señales de precio que incentiven a los generadores a proveer reservas adicionales de potencia reactiva dinámica.
- Investigar las características y propiciar la participación de la demanda en la prestación del servicio complementario de control de tensión y soporte de potencia reactiva. Definir y justificar como se puede integrar la demanda en la prestación de servicios complementarios, y en particular su participación en el control de tensión y soporte de potencia reactiva, valorando la prestación del servicio en función del índice algebraico de estabilidad.

1.3. Metodología

Los objetivos señalados anteriormente se alcanzan mediante el modelado y simulación del comportamiento de la estabilidad dinámica, debido a la

influencia de los límites operativos de las unidades de generación. De igual manera se realiza el modelado de la incorporación del índice algebraico para el margen de estabilidad de tensión. Se presentan casos de estudio para la valoración de la potencia reactiva dinámica en función de este índice, así como también se analiza y evalúa la relación entre el índice de estabilidad de tensión y el coste de oportunidad del lado de la demanda.

Se presentan casos de estudio y análisis de resultados para el sistema de nueve barras del Western System Coordinating Council (WSCC). Así mismo, se emplean las herramientas de simulación MATLAB, Power World y MATCONT para los casos de estudio y análisis de resultados.

1.4. Organización y estructura de la tesis

Esta tesis está organizada de la siguiente manera:

- En este primer capítulo se presentan la motivación, los objetivos y la metodología de la tesis.
- El Capítulo 2 presenta un análisis comparativo de la prestación de los servicios complementarios clasificados en esta tesis como de potencia activa, para seis escenarios diferentes de mercados desregulados: Reino Unido y España del continente europeo, PJM (Pennsylvania-New Jersey-Maryland) y ERCOT (Electric Reliability Council of Texas) de Estados Unidos, Australia y Colombia. Se resaltan las similitudes y diferencias mediante una matriz de comparación, enfatizando en los avances y tendencias de este segmento del mercado de potencia.
- En el Capítulo 3 se realiza una revisión exhaustiva de la prestación del servicio complementario de control de tensión y soporte de potencia reactiva para los seis escenarios de mercados desregulados estudiados en el capítulo 2. El análisis comparativo profundiza en los esquemas de provisión de este servicio y en sus implicaciones para la seguridad del sistema de potencia.

- En el Capítulo 4 se realiza el modelado de la estabilidad dinámica de una red de potencia, como consecuencia de las implicaciones que tienen los límites operativos de los sistemas de excitación en la seguridad del sistema de potencia. Se analizan los puntos límites del soporte de potencias reactiva dinámica y su influencia en el margen de estabilidad de tensión. En este capítulo se propone y justifica el empleo del índice algebraico de estabilidad de tensión de Kessel en tiempo real y en condiciones dinámicas del sistema, se presentan los resultados de casos de estudio para el sistema de nueve barras del WSCC, y finalmente se realiza la discusión y análisis de estos resultados.
- En el Capítulo 5 se propone un nuevo método para la valoración de la reserva de potencia reactiva dinámica, basada en el índice algebraico de estabilidad de tensión empleado en el capítulo anterior. Se presentan casos de estudio para el sistema de nueve barras del WSCC, se analizan y discuten los resultados obtenidos, y se presentan las conclusiones y principales aportaciones del capítulo.
- El Capítulo 6 explora el potencial de participación de la demanda en el servicio complementario de control de tensión y soporte de potencia reactiva, correlacionando el índice algebraico de estabilidad de tensión con el coste de oportunidad del lado de la demanda. Se presentan aportaciones para estimular la participación de la demanda en este servicio complementario.
- En el Capítulo 7 se presentan las conclusiones y aportaciones más relevantes de esta tesis, así como las perspectivas de trabajos futuros derivados de la investigación realizada.

CAPÍTULO 2.

Servicios complementarios en mercados eléctricos competitivos

Uno de los aspectos de la reorganización de la industria eléctrica que mayor atención recibe en la actualidad, es la valoración de la fiabilidad del suministro de la energía eléctrica. Con el objeto de incrementar la seguridad del sistema de potencia, diferentes escenarios desregulados han implementado estrategias propias para la prestación de los servicios complementarios, en cuya prestación se soportan la seguridad del sistema de potencia y la fiabilidad del suministro de energía. Aunque los servicios complementarios siempre han formado parte de la industria eléctrica, con la introducción de la competencia en este sector se ha venido considerando la prestación de estos servicios mediante negociaciones entre las partes interesadas sobre la base de mecanismos de mercado.

En este capítulo se realiza un análisis comparativo de la prestación de los servicios complementarios de energía eléctrica en diferentes escenarios desregulados alrededor del mundo, con el objetivo de evaluar las tendencias en estos mercados e identificar los aspectos comunes y las diferencias que los caracterizan entre sí. La revisión comparativa se efectúa en cuatro países y dos regiones, donde se considera que los mercados de electricidad presentan un cierto grado de madurez: Reino Unido y España de Europa, Pennsylvania-New Jersey-Maryland (PJM) y Texas de Estados Unidos, Australia y Colombia.

Para abordar la evaluación comparativa, en la sección 2.1 se presentan inicialmente algunas definiciones y generalidades de los servicios

complementarios, y en la sección 2.2 se describen las características y organización de los mercados de energía que serán considerados en esta investigación. Posteriormente, en la sección 2.3 se analiza la prestación de los servicios complementarios, asociados a la potencia activa, en cada uno de los mercados bajo estudio. Por último, en las secciones 2.4, 2.5 y 2.6 se presentan los análisis y discusión de los aspectos relevantes de la revisión comparativa, las conclusiones y las aportaciones del estudio, respectivamente.

2.1. Generalidades

La función principal de un sistema de potencia es el suministro de energía eléctrica, a través de la cadena de generación, transporte y distribución de potencia al consumidor final, la cual debe llevarse a cabo bajo ciertas condiciones de calidad, fiabilidad y seguridad. Los servicios complementarios son todas aquellas actividades (relacionadas con la generación, control, transporte y distribución) que se realizan en un sistema interconectado de potencia, con el fin de facilitar las transacciones comerciales de electricidad y mantener una operación segura y fiable del transporte de la energía eléctrica, garantizando su suministro bajo unas condiciones mínimas de calidad (Alan 2009; Song&Wang 2003).

En el párrafo anterior se ha intentado una aproximación a la definición de los servicios complementarios. Actualmente no hay un consenso completamente establecido entre los diferentes sistemas y mercados sobre las definiciones, clasificación y alcances de estos servicios. Las siguientes son algunas de estas definiciones:

- Según la Federal Energy Regulatory Commission (FERC) son aquellos servicios necesarios para soportar el transporte de la energía eléctrica desde las fuentes de suministro hasta los consumidores, siendo obligación de las áreas de control y de las empresas de transporte, dentro de estas áreas, mantener una operación fiable del sistema de transporte interconectado (FERC 2002; FERCa).

- El Ente Regulador de España los define como aquellos que resultan necesarios para asegurar el suministro de energía eléctrica en las condiciones de calidad, fiabilidad y seguridad necesarias (REE 2009).
- De acuerdo con el Oak Ridge National Laboratory (ORNL) los servicios complementarios son todas aquellas funciones desarrolladas por personal y equipos que generan, controlan y transportan electricidad como soporte a los servicios básicos de capacidad de generación, abastecimiento de electricidad y transmisión de potencia (Hirst&Kirby 1999).
- Para la North American Electric Reliability Council (NERC) son servicios de operación interconectados (IOS), necesarios para el transporte de electricidad (FERC 1995).
- En UK son definidos como los servicios requeridos para la seguridad y estabilidad del sistema de transporte (NG 2009)
- La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) en Colombia, los define como servicios asociados con la actividad de generación que prestan las empresas generadoras con sus unidades conectadas al Sistema Interconectado Nacional (SIN) para asegurar el cumplimiento de las normas sobre calidad, fiabilidad y seguridad en la prestación del servicio de suministro de electricidad (CREG 2009).
- EURELECTRIC, Union of the European Electricity Industry, los define como aquellos servicios prestados por equipos de generación, transporte y control, que son necesarios para soportar el transporte de la potencia eléctrica del productor al consumidor (Eurelectric 2000).

En los esquemas tradicionales, con empresas verticalmente integradas, los servicios complementarios están inmersos en los procesos de generación, transporte y entrega de la energía eléctrica. En estos esquemas la recuperación de los costes en que se incurre por la prestación de los servicios complementarios, se realiza de forma agregada mediante la tarifa eléctrica (Baughman&Siddiqi 1991; Zhong&Kb 2002). Sin embargo, en los sistemas de potencia desregulados, los servicios complementarios son desagregados y

valorados separadamente, por lo que el operador del sistema debe comprarlos a los proveedores de estos servicios. Por ello, en los mercados eléctricos competitivos es necesario identificar adecuadamente tanto los servicios complementarios que se deben prestar, como los proveedores y consumidores de estos servicios. De igual manera es necesario establecer mecanismos de cargos y asignaciones a los participantes en el mercado, asegurando la adecuada prestación de los servicios complementarios.

Los servicios complementarios tienen diferentes enfoques de clasificación. En un primer enfoque se consideran dos tipos diferentes (Lobato *et. al.* 2007; Song&Wang 2003): (a) Servicios complementarios de potencia activa y (b) servicios complementarios de potencia reactiva. Los servicios complementarios de potencia activa están orientados a garantizar el necesario equilibrio entre generación y demanda; estos servicios incluyen el control carga-frecuencia o servicio de regulación de frecuencia (control primario de generación, control de generación automático o AGC y control terciario) y el servicio de balance de carga. Los servicios complementarios de potencia reactiva comprenden el control de tensión y soporte de potencia reactiva, y el servicio de restablecimiento del sistema. El control de tensión y soporte de potencia reactiva se requiere para mantener un adecuado perfil de tensión en la red de transporte, con el objeto de tener las pérdidas de transporte en un valor aceptable y el punto de operación tan lejos como sea posible del colapso de tensión; el servicio de restablecimiento se requiere para restaurar el sistema de potencia (luego de una caída parcial o total de este) mediante unidades de generación apropiadamente localizadas, con capacidad de poner tensiones de referencias en barras “muertas” (sin tensiones) y controlar la frecuencia en un rango de tolerancia amplio con respecto a la frecuencia nominal. Un segundo enfoque caracteriza los servicios complementarios sobre la base de funciones equivalentes (Heffner *et. al.* 2007; Kirby 2007) definiendo seis servicios complementarios genéricos (agrupados en tres funciones) que se consideran necesarios para mantener la fiabilidad y seguridad en los mercados de electricidad: (a) Servicios requeridos durante condiciones normales de operación; (b) servicios requeridos durante contingencias del sistema y (c) otros servicios. Bajo condiciones normales son

requeridos los servicios de regulación continua, que corrigen permanentemente las fluctuaciones entre generación y demanda, y de gestión del equilibrio de energía, que respalda la programación horaria del despacho de energía. Durante contingencias del sistema son requeridos los servicios de reserva instantánea, para rápidamente aumentar o disminuir la generación o demanda (en respuesta a una perturbación), y de reserva de reemplazo, que se emplean para restaurar la estabilidad del sistema en sustitución de la reserva instantánea. Los otros servicios requeridos son el control de tensión que, como ya se describió, consiste en la inyección o absorción de potencia reactiva para mantener las tensiones del sistema de transporte dentro de los rangos requeridos, y el servicio de restablecimiento o arranque de cero. Aunque en este estudio se emplea el primer enfoque, el segundo se resalta como una herramienta útil para el análisis de la participación de la demanda en la prestación de los servicios complementarios (Heffner *et. al.* 2007), que se desarrolla en Capítulo 6 de esta tesis.

Con el fin de contextualizar la evaluación a realizar, a continuación se presenta una breve revisión de los conceptos genéricos de los servicios complementarios que serán objeto del análisis comparativo.

2.1.1. Servicios complementarios asociados a la potencia activa

Estos son servicios de capacidad de control de la potencia real del generador, que se emplean durante varios horizontes de tiempo de la operación para mantener el equilibrio continuo e instantáneo requerido entre generación y carga.

Como se mencionó anteriormente, no hay un consenso plenamente establecido sobre la definición de servicios complementarios y su clasificación. En el numeral anterior se clasificaron como servicios complementarios asociados a la potencia activa (Song&Wang 2003; REE 2009; Lobato *et. al.* 2007) los siguientes:

- Servicios de regulación de frecuencia o servicios de control carga – frecuencia: regulación primaria, regulación secundaria o control automático de generación (AGC), y reserva de reemplazo o control terciario.

- Servicio de equilibrio de carga.

Aunque existe una considerable similitud funcional en la prestación de los servicios complementarios, existe también una significativa variación en la organización de estos servicios, su adquisición y su remuneración, en los diferentes mercados eléctricos desregulados. Para facilitar el estudio comparativo, en esta tesis se han identificado 4 servicios complementarios asociados a la potencia activa, independiente del diseño y la estructura del mercado a que pertenecen. En la clasificación de los servicios complementarios se ha intentado evitar el empleo de términos con significados específicos de un mercado particular de electricidad, en favor del empleo de una terminología genérica que caracterice estos servicios en diferentes diseños y estructuras de mercados.

- **Regulación primaria de frecuencia** (Wood&Wollenberg 2005; Kundur 1994; Machowski 1999).

Es el incremento (o la disminución) automático(a) de la producción de potencia activa de una unidad de generación, como respuesta a variaciones mayores y súbitas de la frecuencia, causadas por desvíos transitorios significativos en el balance carga-generación, debidos estos desvíos a toma o deslastre de carga, o a contingencias tales como la apertura de una línea o la pérdida de una unidad de generación. La regulación primaria se basa en las características de caída de velocidad (estatismo o “speed droop”) del regulador de velocidad (gobernador) de las unidades de generación. Bajo condiciones normales de operación, la “banda muerta” del gobernador bloquea su respuesta a las variaciones de frecuencia. Las unidades típicamente deben responder a los cambios de frecuencia en un tiempo máximo de 10 segundos y deben sostener la carga al menos durante los siguientes 30 segundos.

- **Regulación secundaria de frecuencia (RSF)** (Kirby 2007; Kundur 1994; Machowski 1999).

La Regulación Secundaria de Frecuencia (RSF) o Control de Generación Automático (AGC) es el ajuste automático y permanente, en estado estable,

de la potencia de las unidades de generación para mantener el equilibrio carga-generación. Se emplea para corregir las variaciones aleatorias menores causadas por desvíos en la previsión de la demanda o por modificaciones en los programas de despacho.

La figura No. 2-1 muestra un patrón de previsión de carga típico del sistema eléctrico colombiano, para los diferentes días de la semana. La figura No. 2-2 ilustra las fluctuaciones aleatorias continuas en la carga total del sistema, que se superponen a la previsión de la demanda; en esta figura se ilustra una contingencia presentada en el Área V, en la interconexión con Ecuador.

Los tiempos de respuesta del AGC a los cambios de frecuencia por fluctuaciones de la carga son del orden de 30 segundos, con tiempos de sostenimiento de la variación de carga, del orden de 30 minutos. Como se señaló en la sección anterior, al presentarse una contingencia debe actuar la regulación primaria y una vez superada esta, el AGC debe sustituir la reserva de regulación primaria que fue empleada para superar la perturbación.

Curva Típica de Demanda Diaria

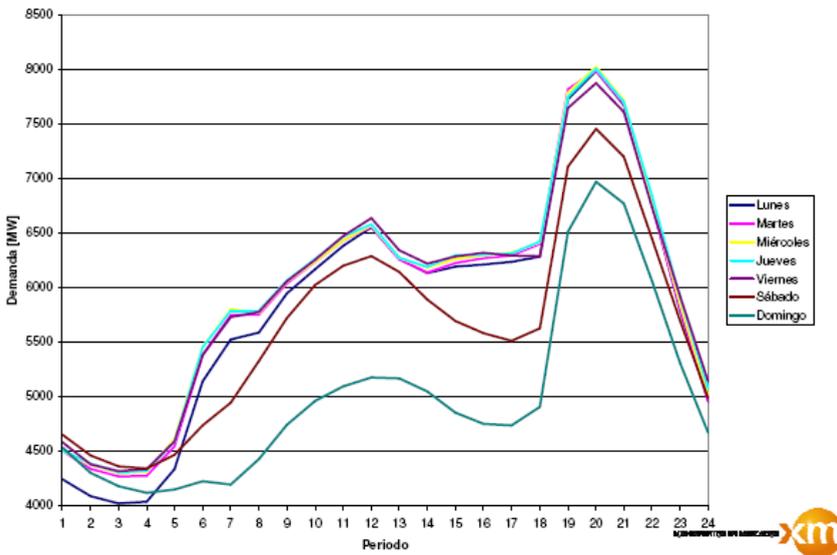


Figura 2-1. Curvas típicas de demanda diaria en Colombia. Fuente: XM

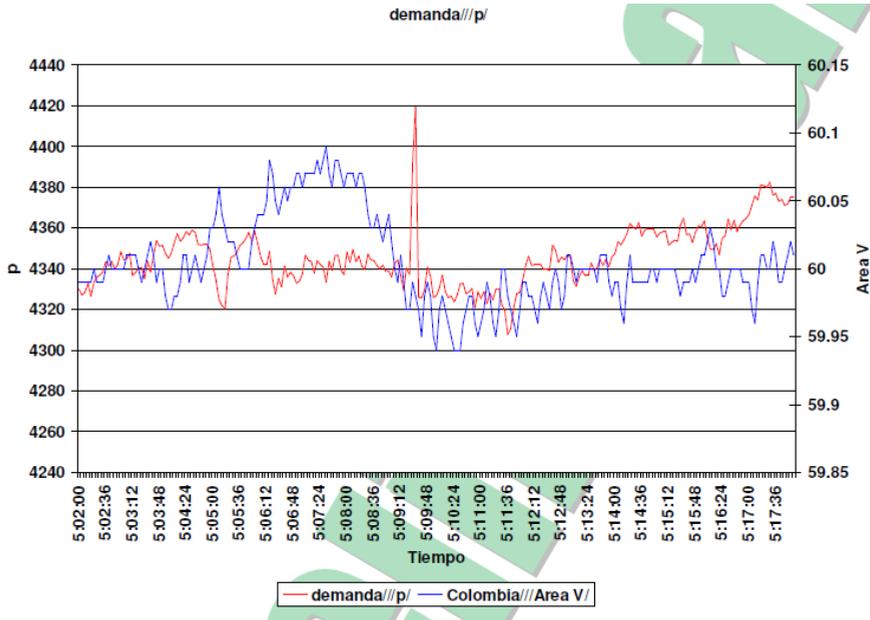


Figura 2-2. Fluctuación de la carga 11/01/2009. Fuente: XM

Un objetivo adicional del AGC es mantener los intercambios de potencia entre las áreas interconectadas en sus valores programados. Los desvíos de frecuencia del sistema Δf y de intercambio de potencia programados se sintetizan en la ecuación de Error de Control de Área (ACE por sus siglas en inglés),

$$ACE = - \Delta P - K_f * \Delta f$$

En esta ecuación K_f es un factor de amplificación denominado factor “bias” de frecuencia (MW/Hz), que representa el incremento de cada área en su generación cuando baje la frecuencia del sistema y la disminución en su generación cuando la frecuencia sea alta. El ACE corresponde al cambio en la generación de potencia total que debe tener el área para mantener tanto la frecuencia como los intercambios de potencia en sus valores programados. El operador del sistema calcula el ACE para todas las áreas del sistema

interconectado, y lo distribuye entre cada una de ellas mediante la utilización de factores de participación, obteniendo así la contribución requerida para cada una de las áreas interconectadas.

- **Reserva de reemplazo o regulación terciaria de frecuencia** (Wood&Wollenberg 2005; Lobato *et. al.* 2007). Las unidades que participan en el control secundario cambian su generación durante la operación continua del AGC, disminuyendo su banda de regulación disponible. La función de la regulación terciaria de frecuencia es la de reemplazar la reserva secundaria en uso, llevándola a sus valores inicialmente programados, en intervalos periódicos intra e inter horarios.

La operación de los servicios complementarios de regulación primaria, AGC y regulación terciaria se resumen en el esquema de la figura No. 2-3. En operación normal el desvío de frecuencia es menor a la banda muerta del gobernador de velocidad y la regulación se hace continuamente a través del AGC, con el reemplazo periódico de la reserva en uso de la regulación secundaria, por la regulación terciaria. Ante una perturbación que supere la banda muerta del regulador de velocidad, la respuesta rápida de la regulación primaria debe corregir los desvíos mayores que se presenten. Superada la contingencia se debe retornar a las condiciones normales de operación y el AGC reemplaza las reservas de regulación primaria empleadas durante la contingencia.

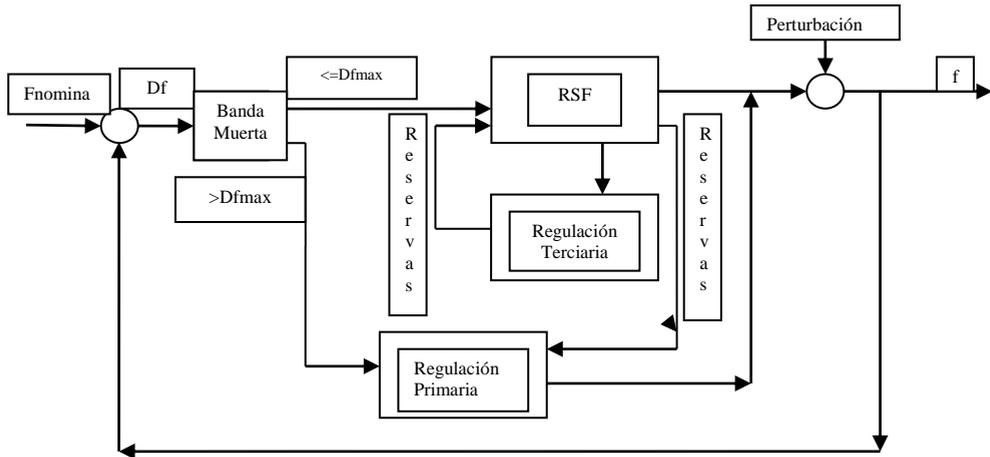


Figura 2-3. Servicios complementarios de regulación primaria, AGC y regulación terciaria: operación normal y contingencias.

- **Equilibrio del sistema** (REE 2009; NG 2009). Es un proceso de redespacho que se realiza cuando hay grandes diferencias entre generación y demanda, producidas por salidas de servicio de unidades de generación o por desvíos apreciables en los pronósticos de demanda.

2.1.2. Servicios complementarios asociados a la potencia reactiva

Los servicios complementarios asociados a la potencia reactiva comprenden el control de tensión y soporte de potencia reactiva, y el servicio de restablecimiento del sistema. Este último es también considerado por algunos como un servicio complementario “mixto”, que puede asociarse tanto a la potencia real, como a la potencia reactiva.

- **Servicio de control de tensión y soporte de potencia reactiva** (Kundur 1994; Van Cutsem 1998). Este servicio involucra el control de la potencia reactiva para mantener los niveles de tensión dentro de unos valores aceptables a través de todo el sistema, tanto bajo condiciones normales como bajo condiciones de contingencia. Las tensiones deben mantenerse dentro de un rango determinado a través de todo el sistema de potencia,

para proteger los equipos de los consumidores y del sistema mismo, y para prevenir el colapso de tensión. Tensiones muy altas pueden romper los aislamientos de los equipos y destruirlos; tensiones muy bajas pueden hacer que los equipos se sobrecalienten y los motores pierdan velocidad; el colapso de tensión puede ocurrir cuando una caída de tensión se expande en cascada a través de un área. Dado que las tensiones del sistema de potencia son sensibles al suministro o absorción de potencia reactiva que las controla, el operador del sistema debe tener suficiente disponibilidad de recursos de potencia reactiva, para protegerlo contra fallos y para compensar la potencia reactiva que consumen tanto las cargas como el propio sistema de transporte.

Diferentes equipos de los subsistemas de transporte y distribución suministran potencia reactiva y control de tensión relativamente a bajo coste (condensadores, inductores y transformadores con cambiadores de tomas). Sin embargo, la respuesta de estos equipos es demasiado lenta, por una parte, mientras que de otro lado la potencia reactiva suministrada por los condensadores disminuye con el cuadrado de la tensión, disminuyendo así el soporte que prestan cuando más se requiere. El sistema de potencia requiere de una cantidad significativa de potencia reactiva dinámica (suministrada básicamente por unidades de generación) para el control de tensión, especialmente bajo condiciones de contingencias.

Las necesidades de potencia reactiva dinámica cambian con la ubicación y con el transcurso del tiempo. Los cambios en la congestión del sistema de transporte afectan el consumo de potencia reactiva de la red. De igual manera, los cambios en los requerimientos de potencia real de las cargas afectan los requerimientos de potencia reactiva dinámica. Dado el mayor valor de la impedancia inductiva de la red de transporte con respecto a su resistencia, la potencia reactiva no puede transportarse sobre grandes distancias, por lo que sus requerimientos son básicamente de carácter local.

En el capítulo 3 de esta tesis se realiza el análisis comparativo de la prestación del servicio de control de tensión y gestión de la potencia reactiva, para los mercados considerados en este estudio.

- **Servicio de restablecimiento del sistema (arranque autónomo o arranque de cero)** (REE 2009; CREG 2009). El servicio de arranque autónomo provee los recursos de generación necesarios para restablecer el sistema de potencia luego de una salida total. Los generadores autónomos deben ser capaces de arrancar rápidamente, sin una fuente externa de electricidad. Además, estos recursos deben tener suficiente capacidad de potencia activa y reactiva para poder energizar líneas de transporte, y colocar así frecuencia y tensiones de referencias para el arranque de otros generadores. Para prestar el servicio de restablecimiento, las unidades de generación deben poseer capacidad de control que les permita permanecer estables ante cambios de carga tanto activa como reactiva. La ubicación de los proveedores del servicio debe ser útil para el restablecimiento de otros generadores y para la re - sincronización del sistema interconectado. Durante el proceso de restablecimiento, estos generadores deben controlar la tensión y la frecuencia, a la vez que tolerar desvíos de sus valores nominales. La frecuencia y la tensión del sistema pueden presentar altas fluctuaciones, especialmente durante las etapas iniciales del proceso de restauración del sistema.

Por ser considerado el restablecimiento del sistema en esta tesis como un servicio asociado a la potencia reactiva, este servicio será objeto de un breve análisis comparativo en el capítulo 3.

2.2. Revisión de las estructuras y organización de los mercados desregulados

En los escenarios desregulados la prestación de los servicios complementarios y su valoración se realizan dentro de las dos formas genéricas existentes para la negociación de productos y servicios de energía: mercados independientes y mercados integrados (Wu *et. al.* 2004).

En los mercados independientes, la casación entre las ofertas de compra-venta de energía se lleva a cabo de forma individual, por lo que no existe un único precio de mercado, como en los casos de los Power Exchanges. Los productos y

servicios se negocian secuencialmente, iniciando con el mercado de energía, seguido por un mercado de transporte para gestionar congestiones y finalmente por un mercado de servicios complementarios, para cumplir en tiempo real con los requisitos de fiabilidad del suministro de energía y seguridad del sistema de potencia. También se realiza la compra – venta de productos y servicios de energía mediante negociación directa entre los diferentes agentes a través de contratos bilaterales, sin la intervención de un mercado organizado.

Los mercados integrados se caracterizan por una fuerte coordinación de las operaciones diarias de negociación, las cuales se realizan, en general, a través del operador del sistema. La casación de las ofertas es centralizada, mediante la agregación de todas las ofertas hasta encontrar el precio único del mercado, siendo este el caso de los “Pool” de energía y de los mercados “Spot”. El operador del sistema es el responsable de mantener la fiabilidad del suministro de energía y la seguridad del sistema de potencia, mediante la obtención de los servicios complementarios, y de la adecuada remuneración a los proveedores de estos servicios. En el Reino Unido existe una fuerte tendencia para consolidar los mercados independientes, mientras que en Norte América (Estados Unidos y Canadá) actualmente la tendencia es hacia los mercados integrados (Alan 2009). En la práctica estos mercados no existen de forma pura, sino de manera híbrida, con alguna tendencia hacia una u otra forma.

A continuación se presenta una descripción de las estructuras y organización generales, de los mercados de energía, en Reino Unido (Inglaterra, Gales y Escocia), España, Pennsylvania/New Jersey/Maryland, Texas, Australia y Colombia. Los mercados de electricidad mayoristas varían considerablemente en sus diseños y reglas de negocios. Por ello, la intención de esta descripción es la de señalar algunas características comunes, resaltar sus diferencias y evaluar las tendencias de estos mercados, antes que realizar un estudio exhaustivo y detallado de los mismos. En la tabal 2-1 se resumen las principales características de los mercados descritos, en términos de la forma predominante de transacciones de electricidad, del alcance y del tipo de mercado administrado por el operador de red.

Reino Unido

El proceso de desregulación de la industria eléctrica comenzó en Inglaterra y Gales en 1989 y la liberalización total del sector se alcanzó en 1991 (Rainer *et. al.* 2006). La propiedad, derechos y pasivos de las doce compañías de electricidad que previamente habían sido responsables de la compra y distribución de energía eléctrica a los consumidores, fueron transferidos a doce compañías de electricidad regionales. La National Grid Company (NGC), asumió la propiedad y control de la red nacional de transporte, que continuó siendo regulada.

Durante el proceso de privatización, la generación del Reino Unido fue vendida a las dos principales compañías generadoras, con la única condición de que debían vender su energía al National Power Pool. El “Pool” de energía de Inglaterra fue la institución a la que se confió la realización del proceso de subastas de energía entre agentes generadores. Dados los persistentes problemas de poder de mercado, en el año 2001 el “pool” fue reemplazado por un sistema en el cual el suministro y la demanda podían negociar libremente sus contratos de electricidad; esta nueva entidad se denominó New Electricity Trading Arrangements (NETA). La introducción de los acuerdos NETA permitió la creación de un mercado en el cual la energía puede negociarse de manera similar a cualquier otra mercancía, a través de contratos bilaterales.

El primero de abril de 2005, los acuerdos NETA entre Inglaterra y Gales cambiaron para incluir a Escocia en tales arreglos, bajo la denominación de “British Electricity Transmission and Trading Arrangements” (BETTA). Como en NETA, este mercado enfatiza en los contratos bilaterales de largo y corto plazos entre generadores, suministradores, comercializadores y consumidores, con un mercado residual de equilibrio de potencia. Las negociaciones pueden realizarse en horizontes de tiempo que pueden tener un año de anticipación con respecto a la media hora en la cual estas negociaciones se materializan. El último momento en el cual se pueden realizar negociaciones es 3 1/2 horas antes del tiempo de cierre (Gate Closure) de media hora (OFGEM 2009).

Más del 90% del mercado de electricidad se transa mediante contratos bilaterales de negociación directa (over-the-counter) o de intercambio de potencia tales como el londinense UKPX o los europeos APX y EEPX. En el mercado de balance de potencia se negocia menos del 10%, mediante el denominado "Mecanismo de Balance" (Balancing Mechanism, BM), a través del cual el operador del sistema asegura el equilibrio entre suministro y demanda "segundo a segundo", regula la tensión y la frecuencia del sistema, suministra respuesta de frecuencia rápida en caso de perturbaciones y reserva adicional para variaciones lentas de frecuencia del sistema (NG 2009; Doczy *et. al.* 2008).

La National Grid Electricity Transmission (NGET) lleva a cabo las funciones de operador del sistema, administrador del sistema de acuerdos (SSA) y proveedor de los servicios complementarios (ASP); además, los activos de la red de transporte de Inglaterra y Gales son de su propiedad. Bajo BETTA, las unidades de generación y la subsidiaria de NGET, Elexon, acuerdan la prestación de servicios complementarios bajo el Balancing Settlement Code (BSC). En Escocia, Scottish & Southern e Iberdrola son propietarios de las redes de transporte, pero éstas son operadas por NGET. Mediante un único operador del sistema y del mercado de balance de potencia, BETTA asegura un mercado de electricidad integrado en Inglaterra, Gales y Escocia. Se tienen definidos tres rangos diferentes de prestación de los servicios: (a) Servicios Obligatorios (MS), considerados fundamentales para la operación satisfactoria del sistema; (b) Servicios Necesarios (NS), requeridos para la restauración del suministro de electricidad, tales como el de restablecimiento; (c) Servicios Comerciales (CS), considerados como adicionales y requeridos para mitigar restricciones que ocurran en el sistema de transporte.

España

Red Eléctrica de España, S.A. (REE) es el operador de la red de transporte de España y como tal tiene la responsabilidad de asegurar el balance entre consumo y producción de potencia. También es responsable de asegurar la calidad y el suministro continuo de potencia en todos los puntos de la red. Además de la ejecución del control en tiempo real, REE suministra al Operador del Mercado de Electricidad (OMEL) la información necesaria para la liquidación de las

transacciones comerciales de los servicios prestados por los diferentes agentes. El Mercado Mayorista de Electricidad, que opera desde enero de 1998, fue creado mediante La Ley del Sector Eléctrico de Noviembre de 1997. El mercado español de electricidad está organizado como una secuencia de mercados (OMEL 2009), donde el de energía es el primero en llevarse a cabo y es administrado por el OMEL; los participantes en este mercado compran y venden electricidad para los 24 períodos del día siguiente.

Las modificaciones que se requieran realizar al despacho de generación resultante de la aclaración del primer mercado, con el fin de garantizar una operación segura del sistema de potencia, conduce al mercado intradiario de congestión; este mercado que comenzó en abril de 1998, es operado por REE. En este segundo mercado, los generadores que resuelven una restricción técnica son despachados de acuerdo a las ofertas presentadas para el mercado de gestión de restricciones.

Una vez que han sido despejadas las restricciones de la red se realiza el mercado de reserva secundaria, asociado con el AGC. Este mercado asigna, a cada una de las unidades de generación que participan en la prestación del servicio de AGC, las bandas de regulación a subir y a bajar para las 24 horas del día siguiente, mediante subasta basada en el precio marginal. Posteriormente se produce la convocatoria de las distintas sesiones de los mercados intra-diarios, seis veces por día, de tal manera que se puedan realizar ajustes de demanda y generación entre los agentes, antes de que la energía sea despachada.

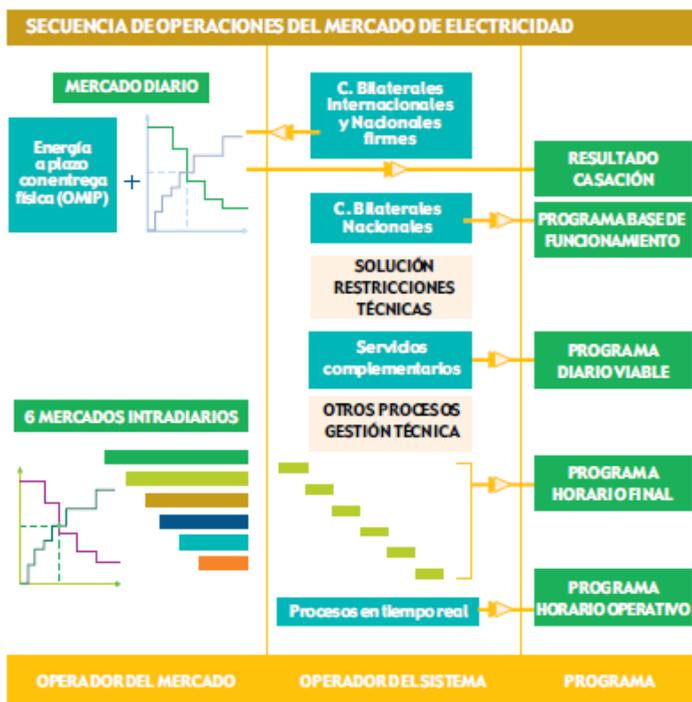


Figura 2-4. Mercado de electricidad español. *Fuente:* OMEL, memorias 2007

El mercado de reserva terciaria está orientado a sustituir la reserva secundaria en uso, de tal manera que este mercado se realiza solo si la reserva secundaria se agota. Para prestar el servicio de reserva terciaria, los generadores deben tener capacidad para modificar su nivel de producción en un máximo de 15 minutos y de mantenerlo al menos durante dos horas. Por último, el mercado de gestión de desvíos (mercado de balance) solo se lleva cabo si el operador del sistema predice desvíos significativos de energía entre generación y demanda para las horas no cubiertas por el mercado intra-diario.

Pennsylvania-New Jersey-Maryland Mid-Atlantic Region (PJM) – USA.

PJM Interconnection opera el sistema de transporte de la región que incluye a Pennsylvania, New Jersey, Maryland, Virginia, Delaware y Washington, pero no es propietario de estas redes, las cuales pertenecen a los Regional Transmission Owners (RTOs) de esa área (PJM 2009); también opera varios mercados,

incluyendo mercados de energía de subastas realizadas con un día de anticipación al despacho (day-ahead) y de tiempo real, mercados de capacidad diario, mensual y multi-mensual, un mercado financiero de derechos de transporte (FTR) y dos mercados de servicios complementarios (regulación y reserva rodante). En el mercado de energía los participantes pueden presentar ofertas, con un día de anticipación, ya sea al operador del sistema y ser despachados centralmente, o por fuera del despacho centralizado mediante el suministro de una programación de despacho bilateral (auto-programación). Todo desvío de la auto-programación es balanceado por PJM en el mercado de tiempo real. En un período anual, un poco menos de la mitad de los despachos de electricidad coordinados por PJM se realiza a través de las transacciones bilaterales internas, con la mayoría de balances transados en los mercados de energía de un día antes y de tiempo real. El volumen total de generación y carga programado se emplea para colocar el Locational Marginal Price (LMP) y determinar algunos cargos de congestión que afectarían los precios de compra o venta en los puntos de despacho. El mercado de energía del día anterior ayuda a resolver problemas de congestión, permitiendo a los compradores ajustar sus precios de oferta para minimizar cargos no económicos de restricciones y suministrar ofertas revisadas en el mercado de tiempo real (Heffner *et. al.* 2007).

Los mercados de capacidad y FTRs más los mercados múltiples de contratos de energía permiten cubrir las necesidades del operador del sistema, de los reguladores y de los participantes del mercado. Un mercado financiero de ofertas presentadas un día antes (DAM) le permite a los participantes obtener certidumbre de precios para el despacho de los servicios programados para el día siguiente, mientras la participación en los mercados de tiempo real son atractivos para los generadores y la carga, quienes pueden seguir las instrucciones del operador del despacho segundo a segundo. Los mercados de capacidad y de requerimientos de Load Service Entities (LSEs) para adquirir reservas de capacidad aseguran la provisión de recursos adecuados.

PJM opera dos mercados de servicios complementarios - un mercado amplio de reservas de regulación y cuatro mercados regionales sincronizados de reservas -. Los proveedores de los servicios envían sus ofertas con un día de anticipación,

para las 24 horas del día del despacho (PJM 2009). Recientemente se le permite a las cargas ofrecer tanto reserva de regulación, como reserva rodante. Los servicios de control de tensión/soprote de potencia reactiva y de restablecimiento del sistema son compensados por costos.

TEXAS – USA.

Electric Reliability Council of Texas (ERCOT) es el operador del sistema (OS) para el Estado de Texas. Por encima del 95% de las transacciones de electricidad que se realizan en ERCOT, se llevan a cabo mediante contratos bilaterales entre generadores y entidades que representan la demanda. La programación del despacho de energía se realiza por entidades de programación calificadas (QSE), las cuales son las únicas certificadas para programar, ofertar y negociar financieramente con ERCOT productos y servicios de energía y capacidad (ERCOT 2009). Los proveedores minoristas de electricidad (REPs) y otras entidades que representan la demanda, contratan con un QSE el suministro de estos servicios, incluyendo la auto-programación de obligaciones de prestación de servicios complementarios prorrateados, asignados por ERCOT a los REPs. Los contratos bilaterales son confidenciales, de tal manera que los precios pagados por la mayoría de la energía negociada en el mercado ERCOT no están disponibles para terceros.

Es responsabilidad de ERCOT confrontar y depurar los programas de despacho suministrados por las QSEs, así como también es su responsabilidad el despacho de los generadores y las cargas en tiempo real. ERCOT determina además la cantidad requerida de servicios complementarios y reserva operativa que se requieren y asigna responsabilidades para adquirirlos a los REPs. ERCOT mantiene subastas diarias para cubrir las necesidades de regulación, reserva de contingencia instantánea y reservas de reemplazo.

ERCOT es un mercado únicamente de energía, basado en contratos bilaterales. En estos mercados el equilibrio de energía es un asunto crítico. ERCOT opera un pool de energía de balance “fino” que les permite a los participantes del mercado adquirir los recursos adicionales requeridos para equilibrar generación y carga en tiempo real. Cada 15 minutos se analiza el equilibrio entre suministro

y demanda, de tal manera que si se prevé una escasez de generación compra “energía de equilibrio” en representación del mercado. Este proceso coloca el precio de aclaración del mercado para la energía (MCPE). Los REPs son financieramente responsables por cualquier escasez, creando así un incentivo para protegerse contra cualquier déficit mediante el suministro de generación adicional o disminución de carga.

AUSTRALIA (AEMO 2009).

El proceso de desregulación de la industria del suministro eléctrico y el establecimiento del National Electricity Market (NEM) se llevaron a cabo durante un período de profundas reformas del sector alrededor del mundo, en la década de los años 1990`s. Antes de la desregulación de la industria eléctrica, las autoridades gubernamentales en los diferentes estados y territorios fueron responsables, en todos los aspectos, del suministro de electricidad en sus respectivas jurisdicciones.

El NEM es un mercado mayorista “spot” para el suministro de electricidad a través de cinco regiones (Queensland, New South Wales, Victoria, South Australia y Tasmania) que opera mediante un proceso de despacho centralmente coordinado que continuamente equilibra el suministro con la demanda. En el NEM, los generadores presentan ofertas de suministros con cantidades específicas de electricidad a un precio particular, y el operador del sistema determina la combinación de recursos de mejores resultados costo-eficientes, teniendo en cuenta tanto la necesidad de energía, como las necesidades de reserva operativa. Cada 30 minutos se determina un precio zonal para cada una de las cinco regiones del NEM. Cada período de 30 minutos se denomina “intervalo de negociación” y este es dividido, a su vez, en seis períodos de 5 minutos, denominados “intervalos de despacho”.

Los participantes en el NEM están claramente delimitados y se incluyen: a) Generadores, que venden su producción de electricidad en el mercado “spot” y reciben como retribución el precio de liquidación de mercado. Los “Scheduled Market Generators” son generadores con capacidad igual o superior a 30 MW, mientras que los “Non-scheduled Market Generators” son generadores de

capacidad menor a 30 MW o tienen características de producción intermitente, tales como las unidades eólicas de generación. b) Proveedores de Servicios de Red (NSP), que incluye los proveedores de los servicios de las redes de transporte y distribución, los cuales son propietarios y operadores de las redes conectadas a la red nacional. c) Consumidores, quienes compran el suministro de electricidad al precio “spot” de un punto de conexión en el sistema de transporte o en el sistema de distribución. Los consumidores incluyen a los “Electricity Retailers” (quienes compran electricidad al precio “spot” y la revenden a los usuarios finales) y los “End-use Customers”, quienes compran directamente en el mercado mayorista para su propio uso.

Los participantes en el mercado australiano gestionan los riesgos asociados con sus actividades de varias maneras: a) Mediante contratos financieros con terceras partes, dentro de los cuales acuerdan un precio por adelantado que están dispuestos a pagar o recibir, independiente de los resultados del precio de mercado. b) Mediante una variedad de instrumentos financieros de negociación directa (Over The Counter) entre las partes interesadas tales como derivados y canjes de electricidad. c) A través de la adquisición de contratos futuros de electricidad, por medio de los cuales compran una cantidad fija de electricidad a un precio fijo sobre un período de tiempo también fijo. d) Por medio de acuerdo de cobertura física con consumidores minoristas para deslastre de carga por emergencias o por cubrimiento económico.

En el año 1996 la National Electric Market Management Company (NEMMCO) se estableció como la compañía operadora del sistema de potencia, responsable de la seguridad del sistema y de la confiabilidad del suministro de electricidad, en cumplimiento de la Ley Nacional de Electricidad del NEM que define las responsabilidades de NEMMCO. Las que fueron responsabilidades de NEMMCO son llevadas a cabo desde el mes Julio de 2009 por el Australian Energy Market Operator (AEMO), con el fin de tener mayor flexibilidad y adaptabilidad frente al impacto de los cambios estructurales tanto en los mercados físicos como en los mercados financieros, tales como la integración vertical de sectores del mercado y la creciente penetración de fuentes no-programadas de energía, como es el caso de la energía eólica. De igual forma

AEMO emprendió el reto de implantar operativamente las políticas gubernamentales dirigidas a mitigar el impacto del cambio climático que incluyen un esquema de negociación de emisiones y un objetivo de energía renovable obligatorio. Estas responsabilidades incluyen equilibrar el suministro con la demanda, mantener los requerimientos de reservas, definir los niveles de producción de todos los generadores, determinar el precio de mercado, coordinar el flujo de información del mercado minorista y facilitar la liquidación financiera de las operaciones realizadas físicamente (AEMO 2009).

AEMO también opera un mercado minorista que coordina las transferencias de cargas de consumidores entre agentes minoristas y las transferencias de los medidores relacionados con las cargas transferidas entre proveedores del servicio de medición. La Full Retail Competition le permite a los consumidores cambiar de agente minorista, desde su introducción progresiva en el año 2002. AEMO es gobernado estatutariamente por las “National Electricity Rules” (NER) y sus operaciones son vigiladas por el Regulador de Energía Australiano (AER) y la Comisión del Mercado de Energía Australiano (AEMC). Las NER le imponen a AEMO un Panel de Confiabilidad que determina la seguridad del sistema de potencia, los estándares de confiabilidad, y el conjunto de guías y políticas de gobierno que AEMO debe ejecutar.

COLOMBIA

La reforma eléctrica implantada con las Leyes 142 y 143 de 1994 creó un mercado mayorista competitivo, con el fin de lograr la eficiencia en la prestación del servicio de electricidad y la libre entrada a los agentes interesados en prestarlo. Este mercado se denomina Mercado de Energía Mayorista (MEM) y en él participan los agentes que desarrollan las actividades de generación, transporte, distribución y comercialización, así como los grandes consumidores de electricidad.

Las transacciones realizadas entre generadores y comercializadores en el MEM, se efectúan bajo dos modalidades: a) Mediante la suscripción de contratos financieros bilaterales de compra y venta de energía, cuyos precios y magnitud son establecidos libremente entre compradores y vendedores. Estos contratos se

pueden realizar entre generadores, generadores y comercializadores o generadores y grandes consumidores (usuarios no regulados). b) Por medio de transacciones directas en la bolsa de energía, en la cual los precios se determinan mediante una subasta de precios de generadores, tal que los intercambios comerciales son definidos en el contexto de un mercado 'spot' con resolución horaria (XM 2009).

En la reglamentación del mercado se distinguen los siguientes tipos de generadores: a) Plantas o unidades de generación conectadas al SIN, con capacidad mayor o igual a 20 MW, obligados a presentar ofertas para el despacho centralmente coordinado. b) Plantas menores o unidades de generación conectadas al SIN, con capacidad menor a 20 MW, que no son despachadas centralmente.

XM Compañía de Expertos en Mercados S.A ESP (XM) es la encargada de prestar los servicios de planeación y coordinación de la operación de los recursos del Sistema Interconectado Nacional (SIN) y de la administración del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC) de energía eléctrica en el mercado mayorista, así como de la liquidación y administración de los cargos por uso de las redes del SIN. Los servicios de planeación, supervisión y control de la operación integrada de los recursos de generación, interconexión y transmisión del (SIN) son prestados por XM a través del Centro Nacional de Despacho (CND). El CND está igualmente encargado de preparar el despacho de generación y dar las instrucciones de coordinación a los distintos agentes que participan en la operación del SIN, con el fin de tener una operación económica, segura, confiable y ceñida al reglamento de operación. A través del ASIC, XM se encarga del registro de fronteras comerciales y de los contratos de energía a largo plazo; de la liquidación, facturación, cobro y pago del valor de los actos o contratos de energía transados en la Bolsa por generadores y comercializadores; del mantenimiento de los sistemas de información y programas de computación requeridos; de la gestión de cartera y del manejo de garantías; y del cumplimiento de las tareas necesarias para el funcionamiento adecuado de los intercambios comerciales (XM 2009).

Los generadores con capacidad mayor de 20 MW y generación diferente a filo de agua, presentan todos los días sus ofertas de precio a la Bolsa y la declaración de disponibilidad, para cada uno de sus recursos de generación, con los cuales el CND elabora el despacho económico para las 24 horas del día siguiente. Los generadores reciben un ingreso adicional proveniente del Cargo por Confiabilidad, cuyo pago depende del aporte que cada generador realiza a la firmeza energética del sistema y de su disponibilidad real.

Resumen del análisis comparativo de los mercados de electricidad

La Tabla 2-1 resume algunas características de los seis mercados de electricidad seleccionados para el estudio.

Tabla 2-1. Características de los seis mercados de electricidad analizados

País/Región	U.K.	España	P-J-M.	Texas	Australia	Colombia
Transacción predominante	Bilateral	Mixto	Pool	Bilateral	Pool	Mixto
Operador del Sistema	NGET	REE	PJM	ERCOT	AEMO	CND
Punta de demanda (GW)	52.9	44.9	144.7	60.5	31	9.1
Mercado de Energía	Balance	Subastas día anterior / intradiario	Subastas día anterior/ Tiempo real	Equilibrio	Tiempo real	Subastas día anterior
Gestión de congestiones	N.A.	Mercado Intradiario de congestión	Precios marginales locales	Precio zonal	Precio zonal	N.A.
Mercados de Capacidad	No	Subasta anual	Diario y mensual	No	No	Intradiario
Otros mercados	PX bilateral de corto plazo	Servicios de regulación y reserva	Derechos de transporte, futuros de reserva de energía	Servicios de regulación y de reserva	Contratos de futuros, servicios complementarios	Servicios de regulación y reserva

2.3. Análisis comparativo de la prestación de los servicios complementarios asociados a la potencia activa

En esta sección se presenta una revisión comparativa de la prestación de los servicios complementarios en seis mercados desregulados alrededor del mundo. El análisis comparativo se realizará para los servicios complementarios clasificados como de potencia activa, en los mercados descritos en la sección anterior: Reino Unido (Inglaterra, Gales y Escocia), España, PJM, ERCOT, Australia y Colombia. La Tabla 2-2, al final de esta sección, presenta un resumen de las diferentes características de la prestación de estos servicios en los mercados estudiados. Los servicios complementarios de control de tensión y soporte de potencia reactiva serán objeto de análisis en el capítulo 3.

Reino Unido (NG 2009)

Los servicios complementarios se clasifican en el Reino Unido como obligatorios, necesarios y comerciales. Los servicios obligatorios son aquellos considerados fundamentales para la operación satisfactoria del sistema de suministro de electricidad. Los servicios necesarios son los requeridos para asistir la restauración del suministro de electricidad, luego de un evento en el que todo o parte del sistema de transporte se encuentre desenergizado por causa de alguna falla. Los servicios comerciales son servicios adicionales requeridos ocasionalmente para mitigar restricciones que ocurren en el sistema de transporte. La prestación de los servicios de regulación de frecuencia está considerada como obligatoria y comercial.

- **Regulación primaria de frecuencia.** Se considera un servicio obligatorio y se establece para los generadores que participan en el mecanismo de balance en tiempo real, los cuales tienen como requisito una potencia nominal igual o mayor a 50MW, con un estatismo (“speed droop”) entre el 3% y el 5% para el regulador de velocidad. Estos generadores deben ajustar en 1,5mHz su banda muerta de frecuencia para la regulación primaria de frecuencia (“second-by-second”). Se define como el *incremento en la potencia activa producida* por una unidad de generación después de ocurrido un evento, con tiempo de respuesta de la unidad que no debe ser superior a 10 segundos y con un tiempo de sostenimiento de la carga

superior a 20 segundos. En caso de contingencia, la frecuencia puede caer a 49.5 Hz durante un tiempo máximo de un minuto. La demanda también puede participar en la regulación primaria de frecuencia obligatoria, mediante la disminución de sus requerimientos de potencia activa a través de la activación de relés de baja frecuencia, con tiempos de respuesta y sostenimiento iguales a los exigidos para las unidades de generación. La remuneración se realiza mediante contratos de acuerdo por prestación de servicios, donde se establecen los reconocimientos de cargo por uso (costes por desgaste y disminución de vida útil).

- **Regulación secundaria de frecuencia.** También se considera un servicio de carácter obligatorio y se define como la *potencia activa adicional* que debe producir una unidad de generación, con un tiempo de respuesta de 30 segundos y un tiempo de sostenimiento de la carga de al menos durante 30 minutos. La demanda también puede participar en la regulación secundaria de frecuencia obligatoria, mediante la reducción de su consumo de potencia activa, a través de la activación de relés de baja frecuencia, con tiempos de respuesta y sostenimiento iguales a los exigidos para las unidades de generación.
- **Respuesta ante aumentos súbitos de frecuencia** (High Frequency Response). Se define como la *disminución en la potencia activa producida* por una unidad de generación, con un tiempo de respuesta de 10 segundos y un tiempo indefinido de reducción de la potencia activa producida. Aunque está definido como un servicio particular, en este estudio lo consideraremos como parte de la regulación secundaria de frecuencia.
- **Reserva de reemplazo o regulación terciaria de frecuencia.** La prestación de este servicio se considera de carácter comercial y se establece mediante acuerdos entre NGT y los proveedores a través de contratos libremente negociados entre las partes que contemplan el pago por volúmenes de suministro del servicio.

El *incremento en la producción de potencia activa* de una unidad de generación (o la reducción en el consumo de potencia activa de la demanda) debe comenzar dentro de los 2 minutos posteriores a una instrucción del OS y se debe realizar a

una tasa de 25MW/minuto con un tiempo mínimo de sostenimiento de 15 minutos.

Los acuerdos comerciales promueven la participación del lado de la demanda, estimulando a los grandes consumidores que estén dispuestos y preparados para interrumpir sus cargas automáticamente por períodos cortos de tiempo, en aquellos casos donde se requiera un tiempo de respuesta de 10 segundos y una duración de 20 segundos; el tiempo acumulado semanal de interrupción de cargas normalmente es del orden de 30 minutos. La participación de la demanda se realiza mediante ajustes in situ de relés de baja frecuencia para interrumpir las cargas; para una respuesta primaria el relé de baja frecuencia es operado en un rango de 0.5 segundos y para una respuesta secundaria es operado en un rango de 30 segundos. Los contratos se realizan acordando los precios y los ajustes de los relés de baja frecuencia.

España (REE 2009, Lobato *et. al.* 2007).

El servicio complementario de regulación primaria de frecuencia se define en España como un servicio obligatorio no remunerable, en el cual las unidades de generación deben ser capaces de modificar en 1,5% su producción nominal en menos de 15 segundos, como respuesta a desvíos de frecuencia entre 10mHz y 30mHz; también deben ser capaces de modificar su producción linealmente durante 30 segundos para desvíos de frecuencia mayores de 30mHz e iguales o menores de 100mHz, y durante 30 segundos para desvíos mayores de 100mHz y menores de 200mHz. La banda muerta permitida no debe exceder los 10mHz.

La regulación secundaria de frecuencia se basa en los resultados del mercado horario de reserva secundaria (OMEL 2009), en el cual las unidades de generación presentan sus ofertas para reservas ascendentes/descendentes en MW y sus precios asociados (\$/MW). Las diferentes ofertas son organizadas en orden ascendente de precios hasta cubrir el margen de reserva total (en MW) requerido por el operador del sistema, es decir, hasta que la cantidad de reserva aceptada es igual o mayor al margen previamente fijado. Aunque se emplean diferentes criterios para establecer este margen, la Union for Coordination of Transmission of Electricity (UCTE) recomienda un valor aproximado a $6\sqrt{P_{max}}$ de

reserva ascendente, donde P_{max} es la máxima demanda estimada para cada hora, mientras que la reserva descendente puede variar de 50% a 100% de la reserva ascendente requerida, dependiendo de las condiciones del sistema.

Dentro del sistema de potencia español, el AGC es operado jerárquicamente por zonas, que corresponden a compañías de generación. El ACE total del sistema español es calculado por el operador del sistema y distribuido entre las diferentes zonas, debiendo tener cada una de estas zonas una o más unidades de generación operando bajo AGC. La distribución se realiza empleando factores de participación para cada zona, obteniéndose de esta forma los requerimientos de regulación para cada una de ellas. Los factores de participación son calculados proporcionalmente a la reserva de regulación asignada a cada zona en el mercado de reserva secundaria y cada zona distribuye sus requerimientos de regulación entre las unidades de la zona que prestan el servicio de AGC (utilizando factores de participación de las unidades), con base en criterios técnicos y económicos. El operador del sistema evalúa la respuesta dinámica de cada zona y si no se cumplen los criterios de respuesta establecidos, se penalizan los incumplimientos.

La remuneración del servicio contiene un término de capacidad, obtenido del precio de mercado de la reserva secundaria (\$/MW), y un término de energía (\$/kWh), donde el desvío de energía del valor programado se remunera al precio que resultaría del mercado de reserva terciaria, si este mercado fuese convocado. En caso de incumplimiento en los tiempos de respuesta o en la banda de frecuencia asignada en el mercado de reserva secundaria, se ejecutan penalizaciones a los proveedores del servicio.

Cuando se agotan los márgenes de reserva secundaria, se convoca un mercado de reserva terciaria o de reservas de reemplazo. Las ofertas presentadas por los generadores en este mercado se circunscriben al incremento (decremento) que pueden alcanzar en 15 minutos y que deben sostener al menos durante 2 horas. Las ofertas del mercado de reserva terciaria deben presentarse en forma de reserva de capacidad (MW) y precio de la energía asociada (\$/MWh), pero se

remunera la energía terciaria efectivamente utilizada, es decir, la energía terciaria generada por unidades cuya reserva terciaria haya sido empleada.

En el sistema de potencia español, el operador del sistema convoca a un mercado de servicio de equilibrio del sistema (también denominado mercado de gestión de desvíos) para aquellos períodos horarios donde el equilibrio gestión – demanda previsto es mayor de 300MWh, cuando estos períodos no han sido negociados en ningún mercado de ajuste intradiario. En este mercado pueden participar unidades de generación y bombas de almacenamiento de energía.

Pennsylvania-New Jersey-Maryland Mid-Atlantic Region (PJM) (PJM 2009).

PJM opera dos mercados de servicios complementarios – un mercado amplio de reservas de regulación del sistema y cuatro mercados regionales de reservas operativas sincronizadas. Los proveedores de servicios complementarios suministran ofertas horarias con un día de anticipación cuyos precios de mercado y despacho son establecidos una hora antes del período de despacho real. Desde el año 2006 la demanda puede participar para suministrar tanto regulación de frecuencia como reserva rodante. El servicio complementario de equilibrio de energía se suministra a través del Mercado de Energía en Tiempo Real. El resto de servicios complementarios definidos por la Federal Energy Regulatory Comisión (FERC) de los Estados Unidos (programación, control del sistema y despacho; reserva operativa suplementaria; y suministro de potencia reactiva y control de tensión) son suministrados mediante mecanismos basados en costes.

La reserva sincronizada o reserva rodante es una forma de reserva primaria. Los generadores deben estar sincronizados y alcanzar su máxima carga nominal en menos de 10 minutos. La reserva sincronizada también puede ser suministrada por respuesta del lado de la demanda, mediante cargas desconectables de rápida respuesta. El servicio de regulación de frecuencia o AGC es prestado por generadores con capacidad de respuesta rápida (menos de cinco minutos para pasar de giro sin carga a la máxima carga nominal) y que responden automáticamente a señales de subir/bajar producción. También puede participar

la demanda en la prestación de este servicio. Los grandes desvíos entre generación y carga son controlados mediante reservas primaria y secundaria y respuestas de generación a señales económicas. Los recursos presentan sus ofertas horarias con un día de anticipación y pueden cambiar la cantidad ofertada, pero no el precio, hasta una hora antes del despacho. Para la regulación terciaria (Replacement Reserves) los participantes presentan sus ofertas de reserva sincronizada o no sincronizada con capacidades de respuesta para pasar a plena carga en 10 ó 30 minutos, respectivamente.

El mercado de equilibrio de energía en tiempo real calcula el precio de mercado cada 5 minutos, basado en el despacho económico de restricciones de seguridad y en las ofertas presentadas por generadores y cargas en tiempo real.

Texas (ERCOT 2009)

ERCOT es responsable de la consecución y utilización de los servicios complementarios requeridos para mantener la seguridad y fiabilidad del sistema. Los servicios complementarios requeridos por ERCOT mediante mecanismos de mercado incluyen regulación (AGC), reserva rodante (responsive reserve), reserva no rodante, y reserva de reemplazo, equivalentes a los servicios de regulación secundaria, regulación primaria, regulación terciaria y balance del sistema, respectivamente.

- **Regulación primaria** (Responsive Reserve). Para mantener la frecuencia del sistema después de un evento que produzca una desviación significativa de la frecuencia del sistema, las QSE's auto programan sus necesidades de servicios de regulación primaria de frecuencia, o los adquieren mediante ERCOT en el mercado de ofertas con un día de anticipación. La demanda puede participar en este mercado mediante el ajuste de relés de baja frecuencia o mediante "Direct Tie response".
- **Regulación secundaria** (Regulation Up/Down). El servicio de regulación secundaria es prestado por unidades de generación conectadas en línea que se encuentren equipadas con funciones de Control de Generación Automático (AGC). La regulación secundaria incluye los servicios de

regulación ascendente y regulación descendente, los cuales son auto programados por las QSE's o adquiridos a través de ERCOT en el mercado de servicios complementarios con un día de anticipación o en el mercado intradiario durante períodos de ajuste.

- **Regulación terciaria** (Replacement Reserves). El nivel de producción de potencia especificado a las unidades de generación que participan en este mercado, debe ser alcanzado en menos de 30 minutos. Las cargas que puedan disminuir su consumo a un nivel específico en menos de 30 minutos y al menos durante una hora, pueden participar en la prestación del servicio de regulación terciaria. La reserva de reemplazo consiste en recursos de la demanda o de generación, sincronizada o no sincronizada, que deben estar disponibles para suministrar servicios de balance de energía adicionales para ser utilizados por ERCOT durante “re-despachos” de los recursos programados. Al igual que para los servicios de regulación primaria y secundaria, los servicios de regulación terciaria son auto programados por las QSE's o adquiridos a través de ERCOT en el mercado de servicios complementarios con un día de anticipación.
- **Equilibrio del sistema.** El equilibrio del sistema en tiempo real lo pueden realizar las QSE's en representación de los participantes del mercado, a la vez que pueden vender o comprar energía a otras QSE's para el mismo efecto.

La participación de la demanda en el suministro de servicios complementarios se realiza mediante dos arreglos fijos, el programa “Load Acting as a Resource” (LaaR) para el suministro de regulación primaria y reserva de reemplazo, y el programa “Balancing-Up Load” (BUL) para el suministro de energía de balance.

Actualmente, ERCOT aún está migrando de una estructura de mercado zonal a una estructura de mercado nodal. En el mercado nodal, habrá un mercado integrado de ofertas de energía y servicios complementarios presentadas con día de anticipación. En este mercado la energía y los servicios complementarios son co-optimizados para minimizar el coste total de la energía, mientras se satisfacen los requerimientos de servicios complementarios establecidos por ERCOT

(ERCOT 2009). Aunque aún se esperan cambios significativos en la estructura de mercado, desde la perspectiva de los servicios complementarios no se prevee que haya este tipo de cambios. A la fecha se continúa con la migración progresiva hacia el pleno funcionamiento de la nueva estructura.

Australia (AEMO 2009)

En Australia, el rango de tolerancia para desvíos de frecuencia en condiciones normales de operación (Normal Operating Band – NOB) está comprendido entre 49.9Hz y 50.1Hz. Desvíos que se presenten por fuera de este rango de frecuencias, deben ser detectados y corregidos en un intervalo de despacho, es decir, en un tiempo de cinco minutos (respuesta retrasada), luego de haberse presentado el desvío. Ante una contingencia severa, la frecuencia debe estabilizarse dentro de una banda de frecuencia contingente, en un tiempo comprendido entre 6 segundos (respuesta rápida) y 60 segundos (respuesta lenta), para restablecer el sistema a condiciones normales de operación.

En Australia se reconocen ocho requerimientos diferentes para la prestación de los servicios de regulación de frecuencia (Frequency Control Ancillary Service, FCAS), que conducen a ocho mercados de estos servicios complementarios, agrupados en dos bloques:

1. Bloque de regulación. En este bloque se consideran las regulaciones de frecuencia ascendente y descendente, para compensar desvíos en estado estable.
2. Bloque de contingencias. El bloque de contingencias toma en consideración los tiempos de respuesta que deben ser de la siguiente manera:
 - Regulación de frecuencia rápida ascendente/descendente: 6 segundos
 - Regulación de frecuencia lenta ascendente/descendente: 60 segundos
 - Regulación de frecuencia retrasada ascendente/descendente: 5 minutos.

Los proveedores registrados ante AEMO para la prestación de los servicios de regulación de frecuencia, pueden participar en este mercado mediante la presentación de ofertas de regulación ascendentes/descendentes en los bloques establecidos, de acuerdo con las características técnicas de sus equipos. Los participantes presentan sus ofertas indicando la cantidad de MW que pueden agregar (regulación ascendente) o retirar (regulación descendente) del sistema, en tiempos de referencia especificados, con el objetivo de aumentar o disminuir, respectivamente, la frecuencia.

Una vez presentadas las ofertas, estas se organizan por orden de mérito de menor a mayor precio, hasta cubrir los requerimientos de regulación de frecuencia, establecidos por el operador del sistema, para cada uno de los ocho mercados. La oferta de mayor precio, requerida para cubrir los requerimientos del sistema, determina el precio marginal para cada uno de los ocho mercados, en cada intervalo de despacho.

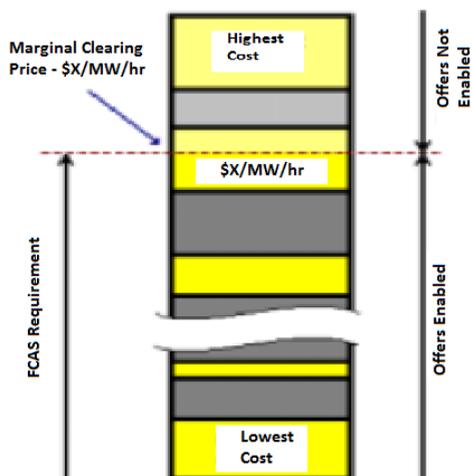


Figura 2-5. Determinación del precio de mercado para la prestación de los servicios de regulación de frecuencia en Australia. *Fuente:* AEMO 2009

El precio marginal de cada uno de los 8 mercados se utiliza para determinar los pagos a los proveedores de los servicios de regulación de frecuencia, según la fórmula.

$$\text{Payment} = \text{MWE} \times \text{CP} / 12$$

Donde:

MWE = Cantidad de MW aceptados para la prestación del servicio en el mercado respectivo

CP = Precio marginal del mercado respectivo

Las ofertas (y por tanto el CP) están dadas en \$/MW/hora. La división por 12 conduce a liquidaciones en intervalos de 5 minutos. Una vez determinados los pagos por intervalos de cinco minutos, éstos son sumados sobre todo el intervalo de negociación y expresados como pagos por cada media hora, para efectos de liquidación.

La asignación de los costes, para la recuperación de los pagos realizados por la prestación de los servicios de regulación, se resume en la figura No. 2-6.

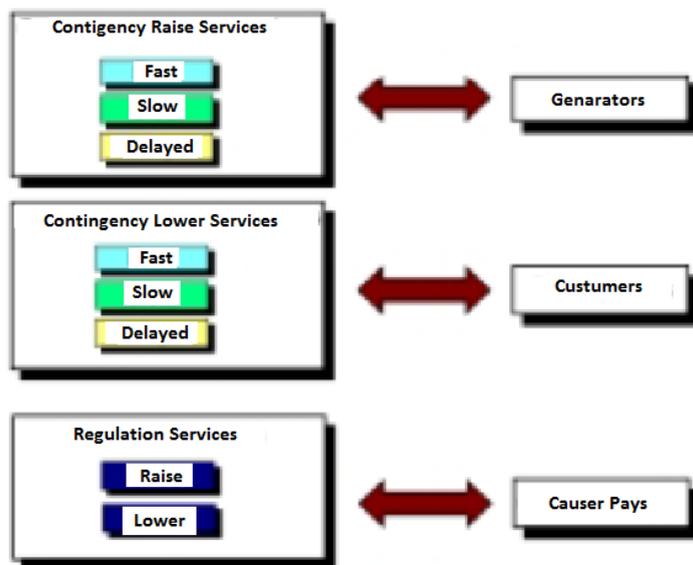


Figura 2-6. Asignación de cargos por la prestación del servicio de regulación de frecuencia.
Fuente: AEMO 2009

La asignación de los costes en que se incurren para cubrir los requerimientos de regulación de frecuencia ascendente del bloque de contingencias, se carga a los generadores, dado que este servicio se emplea para manejar la pérdida de la unidad de generación más grande, mientras que aquellos costes en que se incurren para satisfacer los requerimientos de regulación de frecuencia descendente del bloque de contingencias se cargan a los consumidores, dado que este servicio se emplea para manejar la pérdida de la carga / elemento de transmisión más grande. La metodología “Causer pays” asigna los costes de regulación de frecuencia en estado estable a los causantes de los desvíos, mediante mediciones realizadas por el SCADA de AEMO.

Colombia (CREG 2009)

En Colombia la prestación del servicio de regulación primaria de frecuencia es de carácter obligatorio para los generadores despachados centralmente, es decir, para las unidades de generación con capacidad nominal declarada mayor de 20 MW. Aunque no se remunera, el operador del sistema realiza seguimiento de la

frecuencia a las plantas, durante los eventos, para determinar la prestación efectiva del servicio. En caso de incumplimiento en la prestación del servicio, el agente generador es sometido a cargos de penalización.

Todo generador despachado centralmente será responsable comercialmente de contribuir con una potencia en giro, que será proporcional a la potencia despachada en cada hora. El servicio de regulación secundaria de frecuencia solo podrá ser prestado por plantas o unidades de generación previamente definidas como elegibles, las cuales podrán presentar ofertas en el mercado de regulación secundaria de frecuencia con un día de anticipación y serán seleccionadas por orden de mérito. El balance de energía del sistema se realiza mediante procedimientos de re-despacho, a partir de las ofertas presentadas con un día de anticipación para el mercado diario de energía.

Resumen del análisis comparativo de los servicios complementarios asociados a la potencia activa

La tabla 2-2 resume las principales características de los servicios asociados complementarios asociados a la potencia activa, en los seis mercados analizados.

Tabla 2-2. Características de los servicios complementarios asociados a la potencia activa en los seis mercados analizados

	U.K	España	P-J-M	Texas	Australia	Colombia
A. Regulación Primaria.	Servicio obligatorio	Servicio obligatorio	Mercado de SC (reserva rodante)	Mercado de SC (responsive reserve)	Mercado de FCAS (Asc/Des)	Servicio obligatorio
- Proveedor	- Generadores y demanda	Generadores	- Generadores y demanda	- Generadores y demanda	- Generadores y demanda	- Generadores
- Tiempo de respuesta	- Menor de 10 segundos.	- Menor de 15 segundos	- Menor de 5 segundos	- Menor de 5 segundos	- Menor de 6 segundos	- Menor de 15 segundos
- Sostenimiento	- Mayor de 20 segundos	- 30 segundos	- Mayor de 10 minutos	- Mayor de 10 minutos	- Mayor de 6 segundos	- Mayor de 30 segundos
- Capacidad	- Mayor de 50MW	- Modificación de 0,015Pn	- Ofertas mayores de 40 MW	- La ofrecida	- La ofrecida	- Mayor de 20 MW
- Banda muerta	- 1,5mHz	- 10mHz	- 3,5mHz	- 3,5mHz	- 2mHz	- Mayor de 20 MW
- Estatismo	- 3% < Est. < 5%	- 2% < Est. < 4%	- 5%	- 5%	- 4%	- Mayor de 20 MW
- Remuneración	- Cargos por uso	- No se remunera	- Precio de mercado SC.	- Precio de mercado SC	- Precio marginal FCAS_reg.	- 30mHz
- Obtención	- Reservas fijas contratadas a través de licitaciones competitivas.	- N.A.	- Ofertas horarias con un día de anticipación.	- Auto programación de las QSE's de sus requerimientos o adquisición en el	- Ofertas para inter- valos de 5 minutos, con un día de anticipación.	- 5%
	Reservas		Aceptación de cambios en			- No se remunera
						- N.A.

	sincronizadas y no-sincronizada usadas de forma intercambiable.		cantidad, pero no en precio, hasta una hora previa al despacho.	mercado de ofertas con un día de anticipación, a través de ERCOT		
B. Regulación Secundaria.	Servicio obligatorio - Proveedor - Tiempo de respuesta - Sostenimiento - Remuneración - Obtención	Mercado de reserva secundaria - Generadores - Menor de 30 segundos - Mayor de 30 minutos - Cargos por uso - Contratos bilaterales y licitaciones competitivas, mensuales o anuales	Mercado de SC (regulación) - Generadores - Menor de 5 segundos - Mayor de 5 minutos - Precio de mercado SC. - Ofertas horarias con un día de anticipación. Aceptación de cambios en cantidad, pero no en precio, hasta una hora previa al despacho. El precio de mercado se establece en períodos horarios, conjuntamente con la reserva rodante.	Mercado de SC (regulación Asc/Desc) - Generadores - Menor de 5 segundos - Mayor de 5 minutos - Precio de mercado SC - Auto programación de las QSE's de sus requerimientos o adquisición en el mercado de ofertas con un día de anticipación, a través de ERCOT	Mercado de FCAS (Asc/Desc) - Generadores y demanda - Menor de 60 segundos - Mayor de 5 minutos - Precio marginal FCAS-reg. lenta - Ofertas para inter- valos de 5 minutos, con un día de anticipación.	Mercado de AGC - Generadores - Menor de 30 segundos - Mayor de 30 minutos - Precio marginal AGC - Ofertas horarias con un día de anticipación
C. Regulación Terciaria.	Servicio Comercial - Proveedor - Tiempo de respuesta - Sostenimiento - Remuneración - Obtención	Mercado de reserva terciaria - Generadores - Menor de 15 minutos - Mayor de 2 horas - Precio marginal reserva terciaria - Mercado de reserva que opera al agotarse la reserva secundaria	Regulación y reservas rodante/no rodante - Generadores y demanda - Variable - Variable - Precio de mercado SC - Ofertas horarias con un día de anticipación. Aceptación de cambio en cantidad, pero no en precio, hasta una hora previa al despacho. Los	Mercado de SC (reserva no rodante) - Generadores y demanda - Menor de 30 minutos - Mayor de 1 hora - Precio de mercado SC - Auto programación de las QSE's de sus requerimientos o adquisición en el mercado de ofertas con un	Mercado de FCAS (Asc/Desc) - Generadores y demanda - Menor de 5 minutos - Indefinido - Precio marginal FCAS-reg. retrasada - Ofertas para inter- valos de 5 minutos, con un día de anticipación.	N.A.

	competitivas. Reservas sincronizadas y no-sincronizada usadas de forma intercambiable.		recursos presentan sus propuestas como reservas de 10 ó 30 minutos sincronizadas o no sincronizadas.	día de anticipación, a través de ERCOT		
D. Balance del Sistema - Proveedor - Sostenimiento - Remuneración - Obtención	Balance en tiempo real (BM) - Generadores y demanda - Indefinido - Precio de mercado BM - El OS recibe ofertas y coloca propuestas con una hora de anticipación, para el balance de energía en tiempo real.	Mercado de balance de energía - Generadores y bombeos - Según redespacho - Precio marginal de balance - Mercado de balance de energía que opera si el pronóstico de desequilibrio generación / demanda es mayor de 300MWh en un período	Mercado de balance de energía - Generadores - Indefinido - Precio de mercado - Cálculo del precio de mercado cada 5 minutos, con base en restricciones de seguridad y ofertas de generadores y demanda en tiempo real.	Mercado de SC (reserva de reemplazo) - Generadores - Según redespacho - Precio de mercado - Compra – venta de energía a través de las QSE's.	Mercado FCAS - Generadores y demanda - Según redespacho - Precio marginal FCAS-est. Estable - Ofertas para inter- valos de 5 minutos, con un día de anticipación.	Re-despachos - Generadores - Programado - Precio marginal del mercado de energía - Ofertas horarias con un día de anticipación del mercado de energía

2.4. Análisis y discusión de aspectos relevantes

- **Aspectos generales.** Existe una clara tendencia hacia la obtención de los servicios complementarios asociados a la potencia activa mediante mecanismos de mercado, en especial hacia las transacciones bilaterales o acuerdos de mercado entre los agentes.

En los países y regiones donde la regulación primaria de frecuencia se obtiene mediante subastas conducentes a transacciones bilaterales, las condiciones operativas de tiempo de respuesta y banda muerta son más exigentes indicando que, ante señales económicas, los proveedores prestan un servicio más eficiente. Los mercados de Colombia y España son los únicos, de los seis mercados analizados, en los que la regulación primaria de frecuencia aún no se adquiere mediante alguno de estos mecanismos.

La regulación secundaria de frecuencia se adquiere con base en reglas de mercado en todas las regiones y los países analizados y, en este caso, las exigencias operativas son muy similares. De igual manera, todos los mercados de los países y regiones estudiados, excepto Colombia, tienen mercados de reserva de reemplazo y de balance de energía, independientes del diseño y la estructura de sus mercados de energía.

En los mercados de servicios complementarios asociados a la potencia activa del Reino Unido y de Australia se ha consolidado la participación activa de la demanda en la prestación de estos servicios. Los mercados regionales de Texas y PJM presentan una fuerte tendencia a estimular la participación de la demanda, pero esta no participa activamente en la prestación de los servicios de regulación secundaria de frecuencia y de balance de energía. En el caso de Texas, no es claro aún si el auto suministro (comparado con la obtención centralizada) de servicios complementarios por parte de las QSE's beneficia el estímulo de una mayor participación de la demanda.

La compensación por la prestación de los servicios complementarios asociados a la potencia activa varía según el diseño de cada mercado. La modalidad más común de compensación es el pago por reserva de capacidad o disponibilidad, con base en el coste unitario de capacidad durante el período en el cual está disponible para el OS. El pago por reserva de capacidad resulta atractivo para la participación de la demanda, que no está interesada en reducciones frecuentes de su consumo, pero sí está dispuesta a ofrecer sus recursos sobre la base de una cantidad fija de reducción de carga, para circunstancias excepcionales.

Sin embargo, los mercados de servicios complementarios cuya base de compensación es el pago por reserva de capacidad están firmemente atados a la volatilidad de los precios de la energía, dado que los costes de oportunidad de este último mercado son el conductor de precios para los servicios complementarios y, en consecuencia, estos pueden llegar a ser aún más volátiles que los precios de la energía. En la Figura No. 2-7 se muestran los precios de reservas de capacidad de RSF (Regulation

Up/Down), Regulación primaria de frecuencia (Responsive) y reserva de reemplazo (Non Spinning), por un período de 5 años a partir del mes de agosto del año 2001, para el mercado de Texas. Esta punta de precios no ha sido superada, a la fecha, en el mercado de Texas.

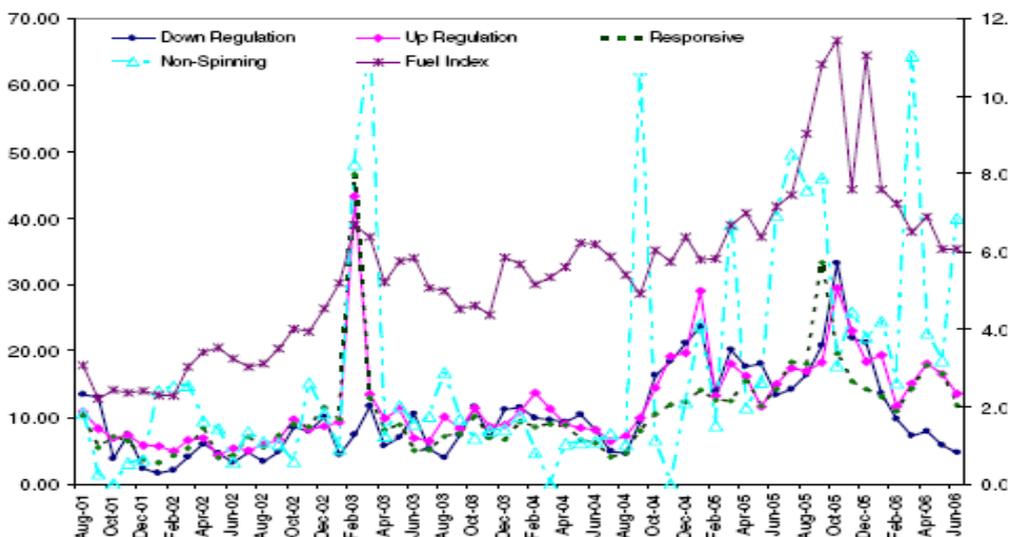


Figura 2-7. Precios de los servicios SC de RSF, regulación primaria y reserva de reemplazo e índice del precio de combustible. Fuente: ERCOT 2009

En la figura puede apreciarse la tendencia que tienen los precios de mercado de los servicios de reserva de capacidad, de seguir el patrón de comportamiento del índice de precio del combustible y, por tanto, del precio de mercado de la energía. En marzo de 2003 los precios de los servicios de RSF y de reserva de reemplazo, llegaron a ser superiores al índice de precio del combustible; los precios de los SC de reserva presentaron además una fuerte volatilidad al seguir el patrón de comportamiento de los precios de mercado de la energía, particularmente a finales de 2005 y comienzos de 2006.

La discusión anterior ilustra que si bien es cierto, de acuerdo con el aporte de la matriz de comparación, parecen necesarios los pagos por mercados de capacidad para sostener la viabilidad de los generadores, también lo es que

hay poco acuerdo sobre como debieran trabajar estos mercados. El problema radica fundamentalmente en que los mercados de capacidad deciden que generación se construye y los mercados de energía deciden que generación se produce, con años de separación entre una y otra decisión. Esta dicotomía constituye también un importante campo de investigación aún en pleno desarrollo, en términos de que continua el debate relativo a la necesidad o no de los mercados explícitos de capacidad, con respecto a los mercados únicos de energía.

- **Aspectos particulares.** Colombia no tiene mercados de reserva de reemplazo y de balance de energía. En este aspecto, el sector eléctrico colombiano requiere de cambios en su reglamentación que permitan la obtención competitiva de los servicios complementarios de potencia activa, adicionalmente al actual mercado del servicio de RSF.

Al no contar el mercado colombiano de electricidad con mecanismos de mercado para la obtención de reservas de reemplazo y balances de energía, se presentan altos costes de restricciones. La Figura 2-8 muestra los costes de las restricciones del mercado colombiano de electricidad. El mercado colombiano es altamente ineficiente porque las unidades más costosas (y menos flexibles) son las que se requieren en los períodos “punta”, debiendo entrar a operar por restricciones técnicas (mínimo de horas en línea, por ejemplo) en horas donde no se requiere que presten el servicio, para que puedan generar en la punta.

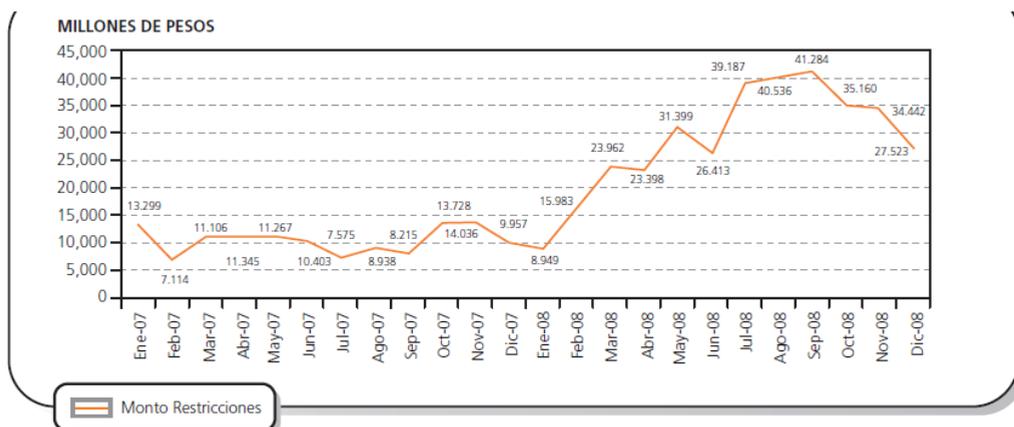


Figura 2-8. Costes de las restricciones del mercado eléctrico colombiano en el año 2008.
Fuente: XM 2009

Los beneficios de la obtención basada en reglas de mercado para la prestación de los servicios complementarios son particularmente ilustrativos en el caso de Australia, donde durante los tres primeros años de operación del mercado los costes de estos servicios alcanzaron aproximadamente el 10% de la facturación total del mercado (NECA 2003). A partir de 2001 NEMMCO comenzó a operar mercados de subastas para la adquisición de los Servicios Complementarios de Control de Frecuencia (FCAS), reduciendo drásticamente sus costes de A\$110 millones en 2001 a A\$27 millones en 2002 (Outhred 2004).

En cuanto a la participación de la demanda, un claro ejemplo de los beneficios de su participación activa en la prestación de servicios complementarios lo constituyen los eventos ocurridos en Texas el 26 de febrero de 2008 y el 11 de agosto del mismo año (ERCOT 2009Rep). En el primero se activó el programa LaaR añadiendo recursos de aproximadamente 1100MW en un período de 10 minutos; en el segundo la demanda ayudó a la restauración de la frecuencia luego de la pérdida de una planta de generación de 1662MW.

España y Colombia presentan una sustancial carencia de estímulos para la participación activa de la demanda en la prestación de servicios complementarios asociados a la potencia activa. Lo anterior abre un importante

campo de investigación en los aspectos regulatorios de índoles operativa y comercial para estos países.

2.5. Conclusiones

2.5.1. Generales

La prestación de los servicios complementarios de energía asociados a la potencia activa presenta una tendencia irreversible hacia mecanismos de mercado, tales como las transacciones bilaterales para su obtención, dada la respuesta eficiente de los proveedores a señales económicas.

De igual manera se viene consolidando la participación de la demanda en la prestación de los servicios complementarios de potencia activa, constituyéndose en un campo amplio de investigación el estudio de sus requisitos técnicos y comerciales de participación.

La modalidad más común de compensación es el pago por reserva de capacidad o disponibilidad, que puede presentar problemas de la alta volatilidad por estar vinculada a los precios del mercado de energía, dado que los costes de oportunidad de este último mercado son el conductor de precios para los servicios complementarios. El pago por reserva de capacidad resulta atractivo para la participación de la demanda, que está dispuesta a ofrecer una cantidad fija de reducción de carga, en circunstancias excepcionales.

Aún sigue vigente la discusión sobre la conveniencia o no de los mercados explícitos de capacidad, con respecto a los mercados únicos de energía eléctrica. En el centro del debate está la dicotomía entre mercados de capacidad y mercados de energía, que deciden qué generación se construye y cuánta generación se produce, respectivamente, con años de diferencia entre una y otra decisión.

2.5.2. Particulares

Dados los altos costes de sus restricciones, el sector eléctrico colombiano requiere de cambios en la reglamentación que permitan la obtención competitiva de los servicios complementarios de potencia activa, adicionales al actual mercado del servicio de RSF, que minimicen los impactos causados por las mencionadas restricciones.

España y Colombia no presentan estímulos sustanciales para la participación activa de la demanda en la prestación de servicios complementarios asociados a la potencia real.

2.6. Aportaciones del capítulo

En este capítulo se presenta una revisión unificada de los conceptos de los servicios complementarios como soporte para la seguridad del sistema de potencia y la fiabilidad del suministro de energía. En el esquema de la figura No. 2-3 se aporta una descripción integral de la función de los servicios complementarios asociados a la potencia activa, tanto en operación normal, como bajo condiciones de contingencias.

En la revisión y clasificación de los 4 servicios complementarios que se han identificado asociados a la potencia activa, se aporta el empleo de una terminología genérica para su clasificación, en lugar del uso de términos con significados específicos de un mercado particular de electricidad, con el objeto de permitir la caracterización y análisis comparativo de estos servicios independientemente del diseño y la estructura del mercado a que pertenecen.

La matriz de comparación presentada en la Tabla 2-2 permite identificar de forma inmediata la tendencia hacia mecanismos de mercado en la obtención de los servicios complementarios asociados a la potencia activa. Así mismo, esta matriz permite evidenciar la tendencia a una mayor participación de los recursos de la demanda en la prestación de estos servicios e identifica el rezago en el que se encuentran los mercados eléctricos de Colombia y España en cuanto al estímulo para la agregación de estos recursos.

Una primera consecuencia de los aportes realizados mediante la matriz de comparación lo constituye la necesidad de realizar estudios en el mercado colombiano para incentivar una competitividad mayor en la obtención de los servicios complementarios de potencia activa.

Una segunda consecuencia de estos aportes es la apertura de un amplio campo de investigación, tanto en Colombia como en España, en los aspectos regulatorios de los requisitos técnico, operativos y comerciales requeridos para promover la participación activa de la demanda en la prestación de los servicios complementarios de potencia activa.

CAPÍTULO 3.

Revisión de la gestión de los servicios complementarios de control de tensión/ soporte de potencia reactiva y restablecimiento

En el capítulo anterior de esta tesis se realizó el análisis comparativo de los servicios complementarios que se consideran asociados a la potencia activa. Los servicios de Control de Tensión/Soporte de Potencia Reactiva (CT/SPR) y de restablecimiento del sistema o arranque autónomo son considerados en esta tesis como dos servicios complementarios asociados a la potencia reactiva. Al igual que para los servicios complementarios de potencia activa estudiados en el Capítulo 2, en este capítulo se realiza un análisis comparativo de la prestación del servicio complementario de CT/SPR y del servicio de restablecimiento para los cuatro países y dos regiones que se consideran bajo análisis: Reino Unido y España de Europa, Pennsylvania-New Jersey-Maryland (PJM) y Texas de Estados Unidos, Australia y Colombia.

El objetivo de este capítulo es presentar una revisión detallada de los servicios complementarios de CT/SPR y de restablecimiento del sistema de potencia, dentro del contexto de la operación de los sistemas de potencia en ambientes de mercados competitivos de electricidad.

El capítulo está estructurado de la siguiente manera. En la sección 3.1 se revisan algunos conceptos y características generales del control de tensión y de la potencia reactiva, así como del arranque autónomo. En la sección 3.2 se

investiga la prestación del servicio complementario de CT/SPR, en cada uno de los mercados bajo estudio y en la sección 3.3 se presentan el análisis y la discusión de los aspectos relevantes de la revisión comparativa del CT/SPR. En la sección 3.4 se efectúa el estudio comparativo para el servicio de restablecimiento y en la 3.5 el análisis y discusión de los aspectos relevantes de la revisión comparativa de este servicio. Por último, en las secciones 3.6 y 3.7, respectivamente, se presentan las conclusiones y las aportaciones del capítulo.

3.1. Generalidades

- **Servicio de control de tensión / soporte de potencia reactiva (CT/SPR).**

El servicio de CT/SPR se requiere para mantener los niveles de tensión dentro de unos valores aceptables a través de toda la red de transporte del sistema de potencia, tanto bajo condiciones normales como bajo condiciones de contingencia. Las tensiones deben mantenerse dentro de un rango determinado, para proteger los equipos de propiedad de los consumidores, y los del sistema mismo, y para prevenir el colapso de tensión. El objetivo general de la gestión del CT/SPR es asegurar la fiabilidad de la red de transporte del sistema de potencia, equilibrando el suministro y la demanda de potencia reactiva.

La potencia reactiva está fuertemente relacionada con las tensiones de las barras de una red de potencia, por lo que tiene un significativo efecto sobre la seguridad del sistema. La insuficiencia en el suministro de potencia reactiva puede conducir al colapso de tensión, que ha sido una de las causas de algunos de los apagones ocurridos recientemente alrededor del mundo. Dado que las tensiones del sistema de potencia son sensibles al suministro o absorción de potencia reactiva que las controla, el operador del sistema debe tener suficiente disponibilidad de recursos de potencia reactiva, para protegerlo contra fallos y para compensar la potencia reactiva que consumen tanto las cargas como el propio sistema de transporte. La obtención adecuada de la prestación de los servicios de

suministro/absorción de potencia reactiva es esencial en los sistemas de potencia con el fin de garantizar su operación segura y fiable.

Diferentes equipos de los subsistemas de transporte y distribución suministran potencia reactiva y control de tensión relativamente a bajo coste (condensadores, inductores y transformadores con cambiadores de tomas). Sin embargo, la respuesta de estos equipos es demasiado lenta, por una parte, mientras que, por otra parte, la potencia reactiva suministrada por los condensadores disminuye con el cuadrado de la tensión, disminuyendo así el soporte que prestan cuando más se necesita. El sistema de potencia requiere de una cantidad significativa de potencia reactiva dinámica (suministrada básicamente por unidades de generación) para el control de tensión, especialmente bajo condiciones de contingencias.

Las necesidades de potencia reactiva dinámica cambian con la ubicación y con el transcurso del tiempo. Los cambios en la congestión del sistema de transporte afectan el consumo de potencia reactiva de la red. De igual manera los cambios en los requerimientos de potencia real de las cargas afectan los requerimientos de potencia reactiva dinámica. Debido al incremento en las pérdidas causadas por el mayor valor de la impedancia inductiva de la red de transporte con respecto a su resistencia, y a que su suministro afecta significativamente la capacidad de transporte de potencia activa, la potencia reactiva no puede transportarse sobre grandes distancias, por lo que sus requerimientos son básicamente de carácter local. En este estudio se enfatiza en las características de la potencia reactiva dinámica.

- **Servicio de restablecimiento o arranque autónomo.** De otro lado, el servicio de arranque autónomo se requiere para restaurar el sistema eléctrico de potencia luego de una interrupción mayor del suministro, posterior a una contingencia. Con el fin de minimizar los impactos económicos y sociales, es importante restablecer el sistema tan rápido como sea posible, siendo responsabilidad del OS la obtención eficiente de la prestación del servicio de restablecimiento. El proceso de restauración puede iniciarse con la asistencia de áreas vecinas o mediante plantas de generación con capacidad de arranque autónomo.

La prestación del servicio de restablecimiento del sistema debe proveer los recursos de generación necesarios para restaurar el sistema de potencia luego de una salida total. El arranque autónomo de una planta de generación depende de la capacidad de suministro de las pequeñas plantas auxiliares de generación de respaldo, localizadas en sitio. Estos recursos deben ser capaces de arrancar rápidamente, sin una fuente externa de electricidad y deben tener suficiente capacidad de potencia activa y reactiva para poder energizar líneas de transporte, y colocar así frecuencia y tensiones de referencias para el arranque de otros generadores. Típicamente las plantas de respaldo son unidades diesel (en el rango de 3-15 MW), que son alimentadas desde un banco de baterías. El tamaño mínimo de la planta auxiliar, depende del tamaño de la unidad de generación principal. Una vez en operación una unidad principal, ésta se utiliza para energizar parte de la red local y suministrar alimentación a otras plantas en su área. Las áreas restablecidas podrán brindar apoyo a otras áreas para su restablecimiento.

3.2. Análisis comparativo de la prestación del servicio complementario de control de tensión/soporte de potencia reactiva (CT/SPR)

Reino Unido (NG 2009).

En el Reino Unido, luego de la inclusión de Escocia en los acuerdos entre Inglaterra y Gales, bajo los “British Electricity Transmission and Trading Arrangements” (BETTA), se pasó de una red de transporte de un propietario único, a una red de transporte de múltiples propietarios y un solo operador, NGET. La prestación del servicio complementario de CT/SPR se desarrolla alrededor de la remuneración a los proveedores mediante transacciones bilaterales (TB) por la prestación del servicio, y de la asignación de sus costes a los usuarios del sistema de transporte. El servicio puede ser prestado por agentes generadores, los transportistas o por la propia NGET.

La prestación del servicio de CT/SPR por parte de los agentes generadores está considerada tanto en el rango de servicios obligatorios (MS), como en el rango de servicios adicionales o comerciales (CS).

- **Potencia Reactiva Obligatoria (PRO).** El código de red especifica las responsabilidades en el control de tensión de cada una de las unidades de generación con una capacidad nominal igual o mayor de 50 MW que participan en el balance energético (BM). Todas las unidades que tomen parte en el BM deben ser capaces de suministrar su producción de potencia nominal entre un factor de potencia de 0,85 en atraso y 0,95 en adelanto, medidos en los terminales de las unidades de generación. La producción o absorción de potencia reactiva obligatoria (PRO) resulta ser, entonces, proporcional a la potencia activa generada por la unidad de generación, como se aprecia en la Figura 3-1.

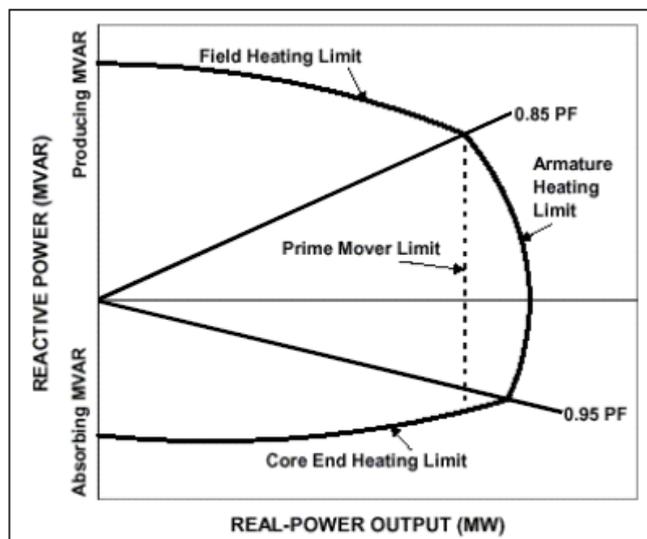


Figura 3-1. Potencia Reactiva Obligatoria (PRO) para unidades del BM (BRENDAN 2007)

La producción de potencia reactiva bajo condiciones de estado estable deberá estar completamente disponible dentro de un rango de variación de tensión de +/- 5%.

Mediante transacciones bilaterales de arreglos por defecto (DA) se remunera el cargo por uso de la energía reactiva producida o absorbida, proveniente de la PRO, a un valor previamente establecido (\$/MVARh). En estos acuerdos no se remunera la disponibilidad por capacidad de PRO. Sin embargo, los generadores tienen la opción de establecer transacciones bilaterales mediante acuerdos de mercados (MA) con NGET, con una estructura de pago diferente, que contemplen un pago por capacidad de la PRO, adicional al cargo por uso. Los MA también pueden contener pagos incrementales tanto por capacidad como por uso.

- **Potencia Reactiva Adicional (PRA) o Comercial.** El excedente de potencia reactiva en la curva de capacidad de una unidad del BM, que queda de su PRO, puede ser ofrecido comercialmente, a discreción del generador, como potencia reactiva adicional (PRA) y establecer una TB mediante un MA.

Los servicios de soporte de PRO y PRA no incluyen la operación de los generadores como compensadores sincrónicos; este servicio requiere de un acuerdo de servicio complementario por separado con NGET.

Dos veces por año la NGET sostiene rondas de evaluación de ofertas de capacidad potencia reactiva, presentadas por los generadores, que son aceptadas solo si tiene algún valor económico para la red. Las ofertas son evaluadas contra el coste esperado de los DA, así como contra criterios técnicos y de localización. NGET se beneficia de estos contratos dado que asegura la provisión de potencia reactiva a un menor coste que a través de los DA. Los contratos pueden ser de 12 o más meses de duración.

Además de la potencia reactiva dinámica suministrada por los generadores, NGET emplea equipos de compensación de las redes de transporte para controlar la tensión del sistema. Los transportistas y NGET son responsables de la planeación e instalación de equipos de compensación para soporte de tensión, en las redes de su propiedad, donde no haya suficiente capacidad de generación

para regular la tensión efectiva y económicamente. La remuneración se realiza mediante pago por coste del servicio.

ESPAÑA (PO 7.4 2007).

El servicio de CT/SPR está compuesto de una parte obligatoria y otra parte opcional sujeta a remuneración, basada esta última en la evaluación de la prestación real del servicio.

Los proveedores del servicio de CT/SPR comprenden unidades de generación iguales o mayores de 30 MW de potencia nominal, consumidores calificados (aquellos que pueden comprar energía en el mercado mayorista de electricidad) de más de 15 MW que tienen una conexión directa a la red de transporte, el operador del sistema REE como propietario de la red de transporte y las compañías de distribución.

Los principales demandantes del servicio son los consumidores calificados y las compañías de distribución.

- **Potencia Reactiva Obligatoria (PRO).** Los generadores, o grupo de generadores combinados en un mismo nudo de la red, cuya potencia nominal sea igual o mayor de 30 MW están obligados a prestar el servicio de CT/SPR con una cantidad de potencia reactiva definida como el margen para operar con un factor de potencia de 0,989, a máxima capacidad, ya sea en adelanto o atraso. En otras palabras, los generadores deben ser capaces de producir o absorber como potencia reactiva, el 15% de su máxima capacidad de potencia activa neta, cuando operan a tensión nominal.

En la Figura 3-2 se representa la potencia reactiva obligatoria de los generadores, donde los puntos 9 y 11 de la gráfica estándar corresponden a factores de potencia de 0,989 tanto en atraso como en adelanto.

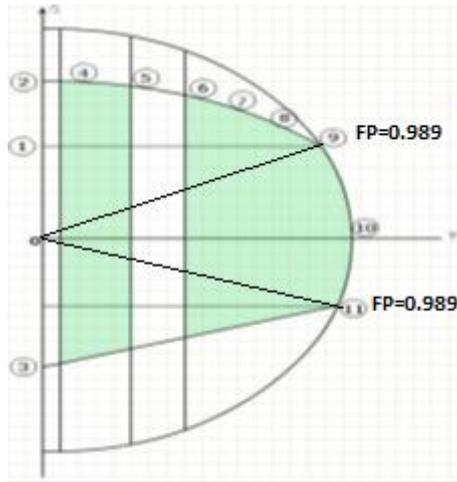


Figura 3-2. PRO para generadores en el sistema español. los puntos 9 y 11 de la gráfica estándar corresponden a FP's de 0,989 tanto en atraso como en adelanto

La implantación de estos requisitos depende del nivel de tensión al cual está conectada la unidad de generación, según las funciones lineales de las Figuras 3-3 y 3-4.

Los generadores conectados a 400kV (Figura 3-3) deberán ser capaces de absorber energía reactiva hasta en un 30% de la potencia activa generada. Por el contrario, los generadores conectados a 380kV deberán ser capaces de producir energía reactiva hasta en un 30% de la potencia activa generada. El requerimiento de energía reactiva para generadores conectados en niveles de tensión entre 380kV y 420kV se calcula mediante una interpolación lineal simple; por ejemplo, un generador conectado a 400kV deberá ser capaz de producir o absorber energía reactiva hasta un 15% de la potencia activa generada.

La Figura 3-4 representa las condiciones para generadores conectados a la red de transporte de 220kV.

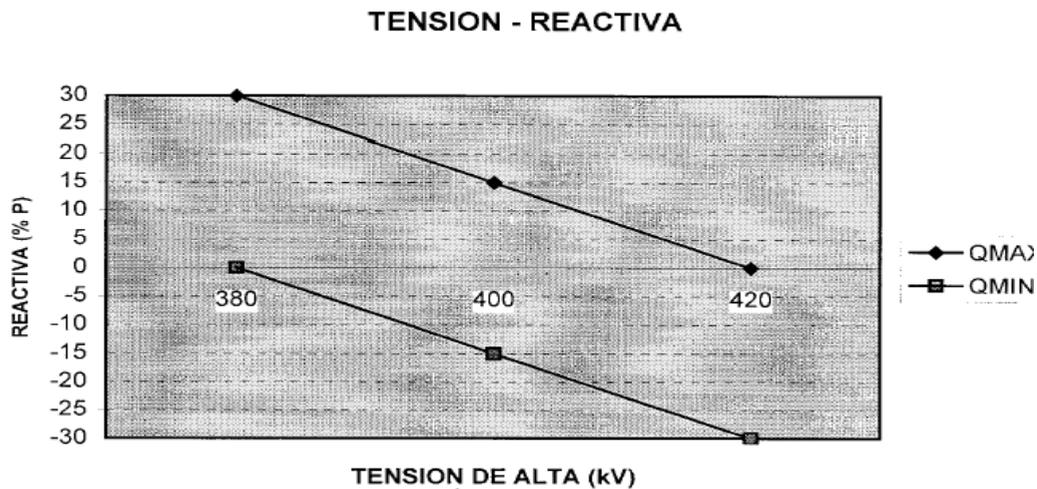


Figura 3-3. Requerimientos de potencia reactiva en función del nivel de tensión para generadores conectados a la red de transporte de 400KV (PO 7.4)

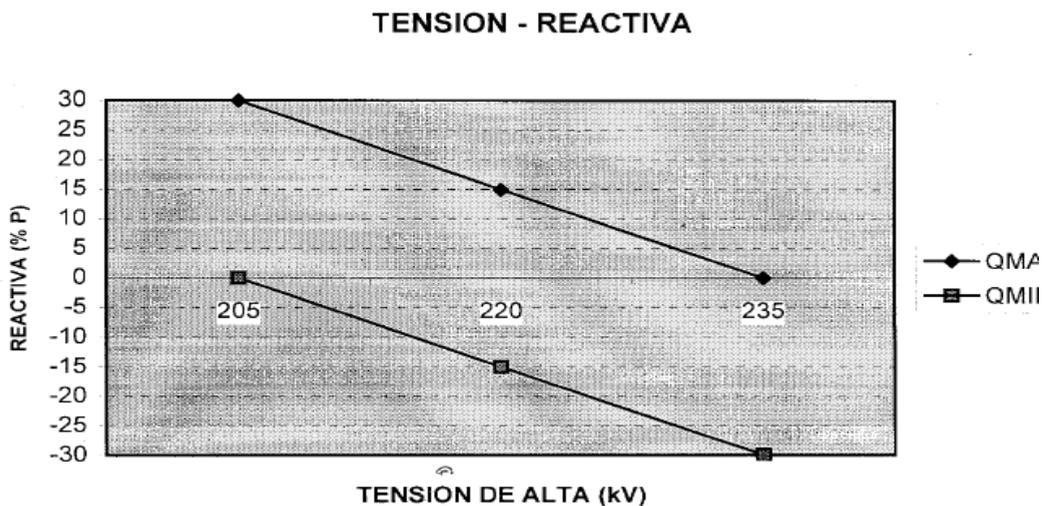


Figura 3-4. Requerimientos de potencia reactiva en función del nivel de tensión para generadores conectados a la red de transporte de 220KV (PO 7.4)

Los propietarios de las redes de transporte o transportistas se obligan a prestar el servicio con elementos de su propiedad, utilizando todos los recursos que tengan disponibles para el control de tensión: Reactancias, condensadores, transformadores con regulación, apertura de líneas, y deberán colocarse a órdenes del OS.

Los consumidores calificados proveedores del servicio, con potencia contratada superior o igual 15MW, o grupos de consumidores con potencia contratada combinada superior o igual a 15 MW en un mismo nudo de la red, y los gestores de red o compañías de distribución están obligados a contribuir con el CT/SPR de la siguiente manera:

- a) Hora punta: Con un factor de potencia igual o mayor de 0,95 en adelanto (inductivo), equivalente a un consumo máximo de energía reactiva del 33% del consumo de la carga activa.
- b) Horario valle: Con un factor de potencia igual o menor de 1.00 en adelanto (inductivo). No podrá existir entrega de reactiva a la red.
- c) Horario llano: Con un factor de potencia mayor de 0,95 en adelanto (inductivo) y menor de 0,95 en atraso (capacitivo), para un consumo y entrega máximos de energía reactiva que no deben exceder el 33% de la carga activa.

Potencia Reactiva Adicional (PRA). Los generadores, consumidores proveedores y gestores de redes pueden ofertar recursos adicionales a los obligatorios. Se retribuyen su asignación y posterior utilización mediante un esquema de precios regulados.

La PRA se asigna con base en cumplimiento de requisitos técnicos. Los generadores podrán incluir en sus ofertas el funcionamiento como compensador sincrónico.

Hay cuatro formas de pago para la PRA para los generadores:

- a) Disponibilidad de una banda adicional de producción potencia reactiva, asignada en el Plan de Control de Tensión Anual (PCTA).
- b) Disponibilidad de una banda adicional de absorción de potencia reactiva, asignada en el PCTA.
- c) Energía reactiva producida en barras de central, excluyendo la energía reactiva procedente de la PRO.
- d) Energía reactiva absorbida en barras de central, excluyendo la energía reactiva absorbida procedente de la PRO.

La fórmula de remuneración tiene una componente de capacidad (MVAR) para producción/absorción de reactiva y una componente de producción/absorción de energía reactiva (MVAR-h).

La componente de capacidad de la fórmula de remuneración está dada por

$$RDBA(CQG) = 1/(NHA * \sum_{NHF} CQG(h) * PQG)$$

Donde:

RDBA = Ingreso mensual por disponibilidad de PRA, (\$)

CQG(h) = Capacidad neta de PRA (MVAR) en la hora h.

PQG = Precio regulado de PRA (\$/MVAR/año).

NHF = Horas de funcionamiento del grupo al mes (h/mes)

NHA = Horas del año (h)

La componente de energía de la fórmula de remuneración está dada por

$$RUB(CAQG) = Ksing * \sum_{NHG} QAPG(h) * PQGh - \sum_{NHIG} Kuqgi * [CTQG(h) - QG(h)] * PQGh$$

Donde:

RUB = Ingreso mensual por MVAR-h procedentes de PRA, (\$).

QAPGr = MVAR-h en la hora h procedentes de PRA (MVAR-h).

QG(h) = MVAR-h, medidos por SIMEL (MVAR-h).

CTQGh = MVAR-h correspondientes a la PRA media del grupo en la hora h.

PCG = Precio regulado de MVAR-h.

Ksing = Coeficiente para funcionamiento como compensadores sincrónicos.

Kuqgi = Coeficiente horario de incumplimiento.

NHIG = Horas de incumplimiento.

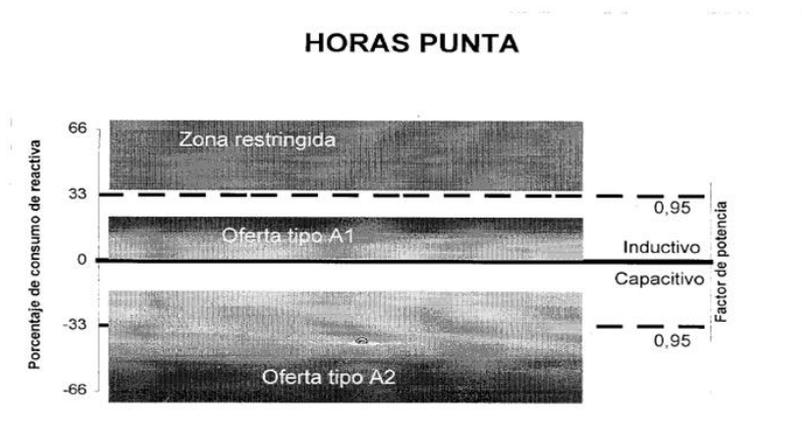
Los consumidores proveedores y gestores de redes deberán indicar en sus ofertas el mes o meses del año y el período horario en que aplican. Según los períodos horarios, las ofertas tienen la siguiente clasificación:

- Ofertas tipo A1. Válidas en horas punta y llano, donde puede ofrecerse PRA disponible para producción o una absorción que no deberá exceder el 33% del consumo de su carga activa (FP>0,95; inductivo).
- Ofertas tipo A2. Solo válidas en horas punta donde puede ofrecerse suministro de PRA a la red, medida con factor de potencia capacitivo menor de 1.00, como un porcentaje de la carga activa.

- Ofertas tipo B1. Válidas en horas valle y llano donde puede ofrecerse el consumo de una PRA en un porcentaje que deberá exceder el 33% del consumo de su carga activa ($0,95 < FP < 1,00$; inductivo).
- Ofertas tipo B2. Válidas solo en horas valle donde puede ofrecerse el consumo de una PRA en un porcentaje superior al 33% del consumo de su carga activa ($FP < 0,95$; inductivo).

Las Figuras 3-5 a 3-7 ilustran las zonas de ofertas donde deben moverse consumidores proveedores y gestores de red.

Ofertas de los consumidores proveedores del servicio y de los gestores de las redes de distribución



Zona restringida: Zona en la que se produce el incumplimiento del requisito obligatorio al ser el consumo de reactiva superior al 33 por 100 del consumo de activa.
Oferta tipo A1: Oferta de un consumo máximo de reactiva inferior al 33 por 100 del consumo de activa.
Oferta tipo A2: Oferta de una determinada entrega mínima de reactiva.

Figura 3-5. Zonas de ofertas en horas punta para consumidores proveedores y gestores de red (PO 7.4)



Zona restringida: Zona en la que se produce el incumplimiento del requisito obligatorio de no entregar potencia reactiva a la red de transporte.
Oferta tipo B1: Oferta de un determinado consumo mínimo de reactiva superior al 0 por 100 e inferior al 33 por 100 del consumo de activa.
Oferta tipo B2: Oferta de un determinado consumo mínimo de reactiva superior al 33 por 100 del consumo de activa.

Figura 3-6. Zonas de ofertas en horas valle para consumidores proveedores y gestores de red (PO 7.4)

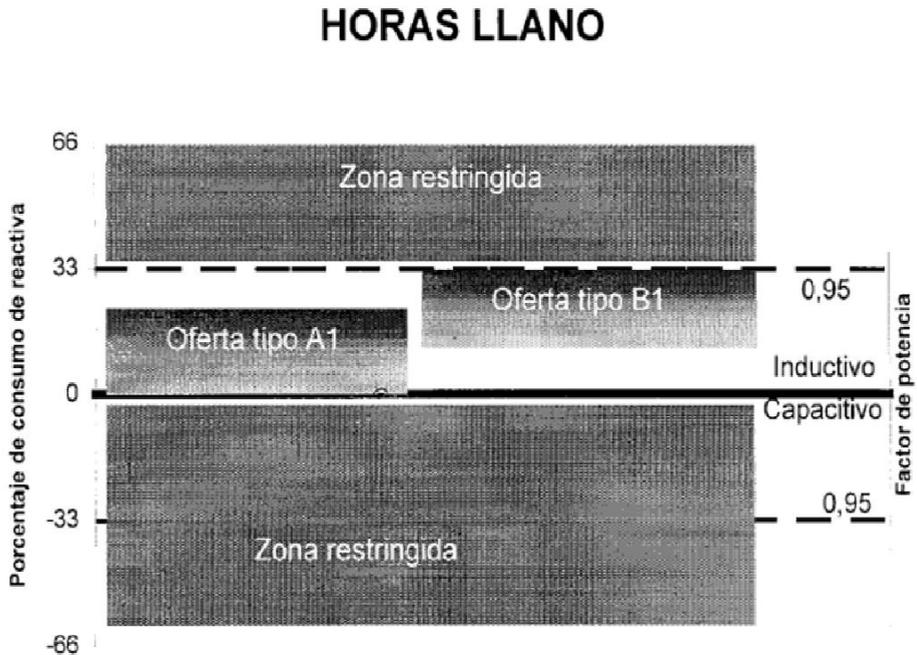


Figura 3-7. Zonas de ofertas en horas llano para consumidores proveedores y gestores de red (PO 7.4)

La fórmula de remuneración es similar a la establecida para los generadores, con una componente de capacidad y una componente de energía.

La componente de capacidad de la fórmula de remuneración está dada por

$$RFP(CQGfp) = Kcqgfp / (NHA * \sum_{NHcqgfp} CQGfp(h) * PQG$$

Donde:

RFP = Ingreso por disponibilidad de PRA.

CQGfp = PRA en MVAR equivalentes a mantener el FP requerido.

Kcqgfp = Coeficiente para capacidad.

NHcqgfp = Horas asignadas, según el PCAT

La componente de energía de la fórmula de remuneración está dada por

$$RFP(QGh) = Kqghfp * \sum_{NHqghfp} QG(h) * PQGGh - \sum_{Nhqgfpi} Kqgfpi * QGNA(h) * PQGh$$

Donde:

RFP = Ingreso por MVAR-h producidos/absorbidos con los FP asignados.

QG(h) = MVAR-h Producidos absorbidos en la hora h con lo FP asignados.

QGNA(h) = Déficit de MVAR-h, por incumplimiento, en la hora h.

K_{qghfp} = Coeficiente aplicable a MVAR-h producidos/absorbidos con FP asignados.

NH_{qghfp} = Horas punta, valle o llano asignadas con FP determinado.

K_{qgfpi} = Coeficiente aplicable al déficit de MVAR-h, para penalizaciones

- **Mediciones y cumplimiento del servicio.** Con el objetivo de verificar el cumplimiento de los requerimientos de la prestación del servicio de CT/SPT, el OS establece como banda admisible una desviación de +/- 2.5kV alrededor del valor de tensión de consigna establecido para un nudo de control.

Para los generadores, cada cinco minutos el OS toma una muestra de los voltajes en cada nudo de control y de la potencia reactiva producida o absorbida en barras de central. Se considera que los generadores cumplen con el estándar, si al menos un 75% de los valores medidos en una hora obedecen a una de las siguientes condiciones: a) el voltaje en el nudo de control se encuentra dentro de los márgenes admisibles, o b) las unidades de generación han alcanzado el límite de PRO o, si es aplicable, la PRO más la PRA asignada.

Los transportistas se considera que cumplen con el servicio siempre que sigan las instrucciones del OS en un tiempo no superior a diez minutos; exceptuando los cambiadores de tomas en vacío, cuyo máximo período es de cinco días.

Para verificar el cumplimiento de los consumidores proveedores y gestores de redes, el OS realiza mediciones de potencia activa y reactiva, cada diez minutos, en los puntos de frontera entre red de transporte/consumidores proveedores, y entre la red de transporte/redes de distribución. El servicio se considera prestado si al menos el 75% de las muestras verifican los requisitos establecidos para el factor de potencia, resultante de los valores medidos.

Los incumplimientos de requisitos obligatorios repercuten en la forma de pago por energía reactiva equivalente no aportada/consumida, según los componentes de energía reactiva de las fórmulas de retribución.

El incumplimiento de los recursos adicionales asignados se penaliza en la retribución del servicio, mediante el término negativo y el coeficiente de valoración de incumplimientos de las componentes de energía reactiva en las fórmulas de retribución.

- **Consideraciones adicionales.** REE es responsable de la publicación del “Plan Anual de Control de Tensión” (PACT) en el cual se establecen las reglas operacionales que se deben seguir para el control de tensión. Estas reglas controlan las ofertas de producción / absorción de energía reactiva adicional por generadores, gestores de redes o consumidores proveedores.

Con el objeto de pronosticar las necesidades de potencia reactiva que garanticen una operación segura se evalúan diferentes simulaciones de flujo de carga óptimo, asociados con diferentes escenarios de mercado. Las consignas de tensión en barras de central y para cada nudo de la red de transporte son fijadas en el plan anual, así como los procedimientos operativos relacionados con maniobras de elementos para control de tensión.

Los costes asociados al CT/SPR son cargados a los consumidores proporcionalmente a su consumo de potencia real.

PJM (PJM 2009).

En PJM los propietarios de las redes de transporte regionales (RTO's) son responsables de prestar el servicio de CT/SPR, a través del OS, desde las fuentes de generación; los consumidores de las redes de transporte deben comprar este servicio a los RTO's. Con el fin de mantener las tensiones de las redes de transporte dentro de los límites aceptables para cada región, las unidades de generación bajo control del OS son operadas para producir o absorber potencia reactiva de acuerdo con los límites de tensión dentro de cada una de ellas.

- **Potencia Reactiva Obligatoria (PRO).** Los generadores deben conectarse a la red con un factor de potencia en adelanto de 0,95 o menor y con un factor de potencia de en atraso de 0,90 o menor, como se ilustra en la Figura 3-8.

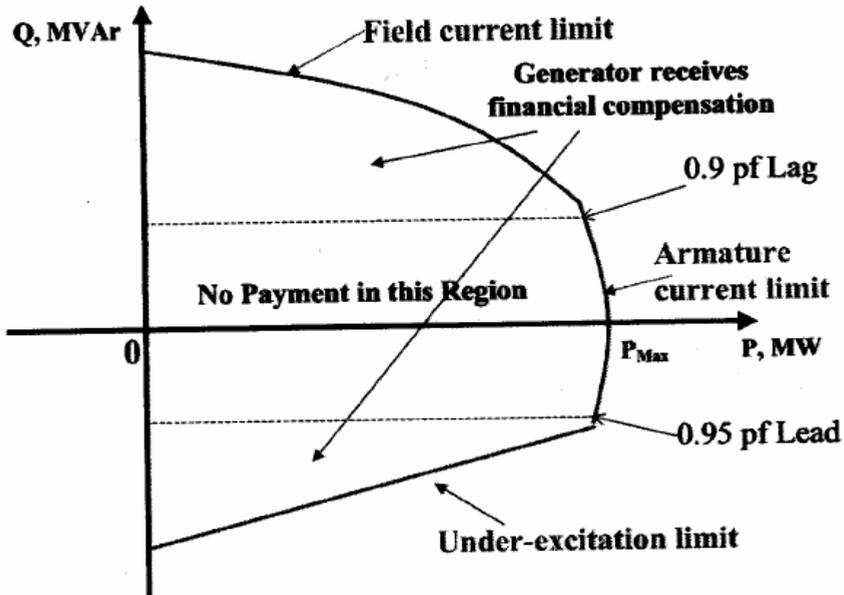


Figura 3-8. PRO para generadores en PJM (Khaparde 2003)

Si un generador sincrónico no cumple con estos requisitos, su propietario debe establecer arreglos alternos para suministrar una capacidad de potencia reactiva dinámica equivalente que le permita cubrir los requisitos de potencia reactiva del área. Estos requisitos no son impuestos por PJM; cada centro local de control determina las necesidades de su área.

La remuneración del servicio de CT/SPR prestado por los generadores se realiza con base en sus costes embebidos de capital y de producción, a través de la "Open Access Transmisión Tariff" aprobada por la FERC. Los transportistas efectúan un pago mensual a los propietarios de las unidades

de generación por el servicio de CT/SPR, que estos a su vez cargan a los consumidores mediante un pago proporcional a los requerimientos de ingresos mensuales de los generadores y a la cantidad de uso mensual de la red de transporte.

- **Potencia Reactiva Adicional (PRA).** Además de la capacidad de PRO, ante instrucciones del OS los generadores pueden suministrar o absorber PRA por restricciones en la producción de potencia activa del generador. Los generadores son remunerados directamente por los costes de oportunidad en que hayan incurrido como resultado de las instrucciones emanadas del OS. El coste de oportunidad es igual a la diferencia entre el precio local de mercado (LMP) y el precio de oferta del generador, para cada MWh dejado de producir.

Mediante acuerdos entre el OS y los RTO's se instalan componentes estáticos de tensión en el sistema de transporte. Los RTO's recuperan estos costes a través de sus ingresos esperados por los derechos de acceso a la red de transporte.

Las compañías de distribución y los consumidores conectados directamente a la red de transporte deben operar tan cerca al factor de potencia unidad como sea posible, definido por cada localidad o región.

ERCOT.

Los proveedores de servicios de transporte y distribución (TDSP) y ERCOT realizan estudios para determinar el perfil de tensión deseado en todas las barras del sistema de ERCOT, que definen la cantidad de servicio de CT/SPR requerido para proveer una adecuada capacidad de potencia reactiva en las diferentes zonas y asegurar la estabilidad del sistema por tensión. Todos los recursos de generación con potencia nominal bruta mayor de 20 MVA son requeridos en ERCOT para suministrar el servicio de CT/SPR. El servicio solo se remunera cuando se requiere prestarlo por fuera del rango de los límites de potencia reactiva de una unidad de generación, definidos por factores de potencia de 0,95 tanto en atraso como en adelanto; su coste se desplaza a las cargas.

Con el propósito de garantizar el servicio de CT/SPR, brindar estabilidad o de realizar gestión de restricciones localizadas de transporte, ERCOT requiere capacidad de generación disponible en línea (Reliability Must-Run, RMR) de generadores específicos. En ERCOT la adquisición de capacidad RMR para mantener la fiabilidad del sistema incluye los servicios de operación de unidades de generación como condensadores sincrónicos, mediante acuerdos alternativos.

La operación de todos los equipos de potencia reactiva bajo el control de un operador de red de transporte o de un QSE se coordina bajo la dirección de ERCOT para mantener de forma integral los niveles de tensión de la red de transporte establecidos por ERCOT.

AUSTRALIA (AEMO 2009).

AEMO publica el National Electric Market Code (NEM Code) donde se establecen, entre otros, los requerimientos de potencia reactiva para los participantes en el NEM.

- **Potencia Reactiva Obligatoria (PRO).** Todos los generadores con potencia nominal igual o mayor de 30MW requieren operar con control automático de tensión para prestar el servicio de CT/SPR. Cada unidad de generación debe ser capaz de producir potencia reactiva, a tensión nominal en sus terminales, con un factor de potencia igual o menor de 0,90 en atraso. De igual manera, cada unidad de generación debe ser capaz de absorber potencia reactiva, a tensión nominal, con un factor de potencia de 0,93 en adelanto.

El factor de potencia define la cantidad de potencia reactiva que cada generador está obligado a producir / absorber, independientemente de la cantidad de potencia activa que esté generando. La PRO no se remunera.

- **Potencia Reactiva Adicional (PRA).** Los generadores pueden realizar contratos de servicios complementarios con AEMO para suministrar PRA, que se negocian mediante contratos de prestación de servicios de largo plazo. La remuneración se realiza por cantidad de energía reactiva producida / absorbida y/o por disponibilidad de potencia reactiva. Los

generadores que operen como condensadores sincrónicos solo se remuneraran cuando son habilitados para prestar el servicio (no reciben pagos por disponibilidad). En la Figura 3-9 se resumen las características de PRO y PRA para generadores en Australia.

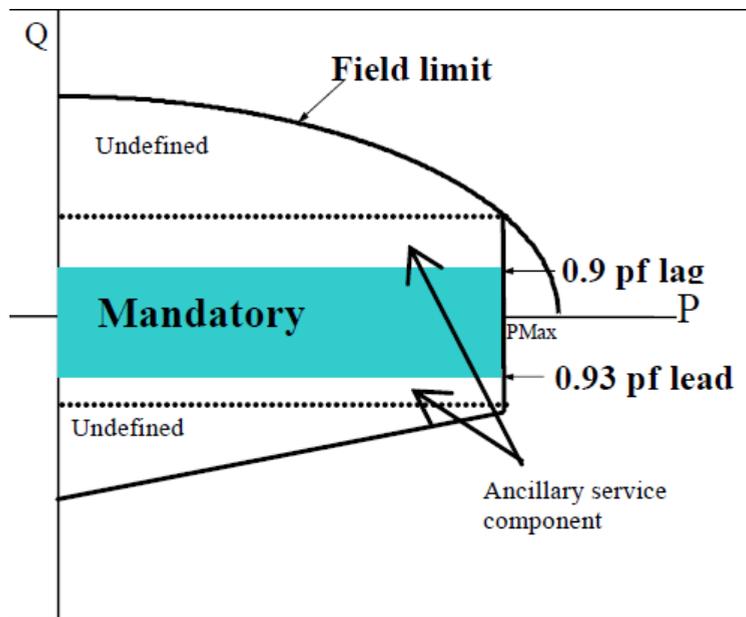


Figura 3-9. PRO y PRA en Australia (AEMO 2009)

Para escoger y realizar contratos con proveedores calificados, se realizan subastas sobre la base de ofertas de precios ofrecidos más bajos, que cumplan los requisitos técnicos exigidos. El 100% de los pagos por remuneración del servicio es cargado a los consumidores.

Las cargas y compañías de distribución deben mantener su factor de potencia dentro de ciertos límites especificados. Las cargas conectadas a menos de 50kV deben mantener su factor de potencia entre 0,90 en adelanto y 0,90 en atraso todo el tiempo. Las cargas conectadas entre 50kV y 250kV deben mantener un factor de potencia entre 0,95 y 1,00 en atraso, las conectadas entre 250kV y 400kV deben operar con un factor de potencia entre 0,96 y 1, 00 en atraso y las

conectadas a niveles de tensión superiores a los 400kV deben mantener un factor de potencia entre 0.98 y 1,00 en atraso

COLOMBIA (CREG 2009).

Mediante el proyecto de resolución 018 de 2005, se pretende establecer en Colombia una reglamentación para la gestión del CT/SPR y definir las obligaciones y responsabilidades de los agentes del sistema interconectado nacional, en la prestación de este servicio.

Se consideran proveedores del servicio de CT/SPR los generadores (tanto plantas mayores como menores), las empresas de transporte y las empresas de distribución.

- **Potencia Reactiva Obligatoria (PRO).** Las unidades de generación con potencia nominal igual o mayor de 10MW están obligadas a producir o absorber energía reactiva, ante cualquier condición de operación de producción de potencia activa menor o igual a su potencia nominal y factor de potencia igual a su factor de potencia nominal, tanto en adelanto como en atraso. La medición se realiza en el punto de conexión al SIN y la remuneración de prestación del servicio se considera incluida en los costes de prestación del servicio de producción de potencia activa.

Las plantas con potencia nominal igual o menor de 10MW deben operar con un factor de potencia nominal de 0,90 capacitivo. Están obligadas a suministrar reactivos ante cualquier condición de operación de producción de potencia activa igual o menor a la nominal. La remuneración de prestación del servicio se considera incluida en el coste de producción de potencia activa.

- **Potencia Reactiva Adicional (PRA).** Cuando por condiciones de operación se deba reducir la producción de MW con el fin de poder brindar el soporte de potencia reactiva por encima del obligatorio, la retribución se hará mediante el mecanismo de reconciliación negativa por potencia activa (pérdidas por coste de oportunidad). La Figura 3-10 ilustra las condiciones de PRO y PRA para el sistema colombiano.

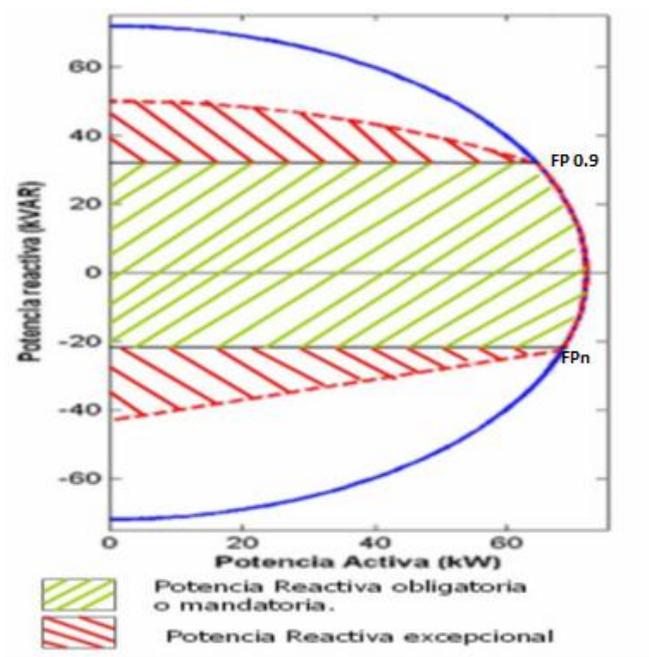


Figura 3-10. PRO y PRA para generadores en el sistema colombiano

Si un generador opera como compensador sincrónico, la energía reactiva se remunera mediante un Precio de Energía Reactiva, $PER = (\text{Precio bolsa horario} - \text{Precio mínimo oferta horario})/2$

Todos los transportistas del Sistema de Transporte Nacional (STN) y las fronteras de conexión al STN de operadores de red están obligados a ubicar los cambiadores de tomas de los transformadores en la posición que solicite el Centro Nacional de Despacho (CND). De igual manera están obligados a entregar todas las señales de potencia, energía, posiciones de tomas e interruptores de equipos de compensación de reactiva al CND y a garantizar que los transformadores dispongan de cambiadores de toma bajo carga.

Los grandes usuarios conectados al STN deberán mantener un factor de potencia igual o mayor de 0,90 inductivo y suministrar al CND las señales de energía activa y reactiva horarias.

Las compañías de distribución están obligadas a mantener un factor de potencia igual o mayor de 0,90 inductiva y a realizar la medida horaria de las energías activa y reactiva en cada uno de los puntos de frontera con otros operadores de red y con el STN.

Resumen del análisis comparativo del servicio complementario de CT/SPR

En la Tabla 3-1 se presenta una matriz de comparación que resume las principales características de la prestación del servicio complementario de CT/SPR para los seis mercados estudiados.

Tabla 3-1. Características de la prestación del servicio complementario de CT/SPR en los seis mercados analizados

	U.K	España	P-J-M	Texas	Australia	Colombia
Proveedores del servicio	Generadores, transportistas y NGET	Generadores, transportistas, compañías de distribución y consumidores calificados	Generadores y RTO's	Generadores, TDSP's y ERCOT	Generadores y NSP's	Generadores y compañías de distribución
A Generadores						
A1 PRO	- Potencia nominal igual o mayor de 50MW	- Potencia nominal combinada igual o mayor de 30MW en un nudo.	- Toda unidad conectada a un RTO	- Potencia bruta nominal igual o mayor de 20MVA	- Potencia nominal igual o mayor de 30MW	- Potencia nominal igual o mayor de 10MW
- Requisitos	- FP de 0,85 en atraso a 0,95 en adelanto, PRO=k*PA	- FP de 0,989 en atraso y adelanto, como cantidad Fija de MVAR (PRO=0,15PA _{máx})	- FP de 0,95 en adelanto a 0,90 en atraso, PRO=k*PA, de acuerdo con guía FERC	- FP de 0,95 en adelanto a 0,95 en atraso, PRO=k*PA, de acuerdo con guía FERC	- FP de 0,93 en adelanto a 0,90 en atraso, como cantidad fija de MVAR	- Fp igual a FP nominal en atraso y en adelanto, como cantidad fija de MVAR
- Obligación de capacidad	- No se remunera, pero pueden establecerse MA que	- No se remunera	- Costes de capital y mantenimiento	- No se remunera	- No se remunera	- No se remunera
-						

Capítulo 3. Revisión de la gestión de los servicios complementarios de control de tensión/ soporte de potencia reactiva y restablecimiento

Remuneración por capacidad	contemplan pagos por capacidad y uso	- No se remunera	asociados a la potencia reactiva, aprobados por FERC (Open Access Transmission Tariff)			
- Remuneración por uso	- Tarifa fijada mediante DA (\$/MVRh). Pueden realizar para establecer TB que contemplan MA por capacidad y uso	- Excedente, en la curva de capacidad, que queda de la PRO Asignación por requisitos técnicos, según el PCTA	- No se remunera	- No se remunera	- No se remunera	- No se remunera
A2 PRA	- Excedente, en la curva de capacidad, que queda de la PRO Asignación mediante subastas	- Precios regulados de rondas anuales según el PCTA				
- Capacidad	- Precios de las subastas semestrales para establecer TB de MA	- Precios regulados de la energía reactiva producida o absorbida por fuera de la PRO	- Excedente, en la curva de capacidad, que queda de la PRO	- Excedente, en la curva de capacidad, que queda de la PRO	- La comprendida entre un FP de 0,93 y su FP nominal en adelante, y entre un FP de 0,90 y su FP nominal en atraso.	- Excedente, en la curva de capacidad, que queda de la PRO.
- Remuneración por capacidad	- Precios de las subastas semestrales para establecer TB de MA	- Incluido en la PRA	N.A.	- Mediante contratos RMR	- Mediante contratos de LP de capacidad de PRA	N.A.
	- TB independiente		- Por coste de oportunidad		- Contratos de LP de producción o absorción adicional de energía reactiva	- Por coste de oportunidad.
- Remuneración por uso			- Coste de oportunidad	- N.A.		- Precio regulado por uso
- Compensador sincrónico				- Incluido en contratos RMR	- Contrato de cargo por uso	

<p>B Transportistas</p> <p>- Requisitos</p> <p>- PRO</p> <p>- Remuneración</p>	<p>Equipos de compensación</p> <p>- A órdenes del OS</p> <p>- Costes del servicio de transporte</p>	<p>- Equipos de compensación: Reactancias, condensadores, transformadores con tomas de regulación.</p> <p>- A órdenes del OS</p> <p>- Costes del servicio de transporte</p>	<p>- Equipos de compensación</p> <p>- A órdenes del OS</p> <p>- Costes del servicio de transporte</p>	<p>- Equipos de compensación de TDSP's</p> <p>- A órdenes del OS</p> <p>- Costes del servicio de transporte</p>	<p>- Equipos de transporte de NSP's</p> <p>- A órdenes del OS</p> <p>- Costes del servicio de transporte</p>	<p>- Equipos de compensación</p> <p>- A órdenes del OS.</p> <p>- Cargos por uso del STN y SIN</p>
<p>C Gestores de red</p> <p>- Requisitos PRO</p> <p>- Remuneración PRO</p> <p>- Requisitos PRA</p>	<p>- N.A.</p> <p>- N.A.</p> <p>- N.A.</p>	<p>- Hora punta: FP Mayor de 0,95 inductivo</p> <p>- Hora Valle: FP Menor de 1,00 inductivo</p> <p>- Hora llano: FP Mayor de 0,95 capacitivo y menor de 0,95 inductivo</p> <p>- No se remunera</p> <p>- Horas punta: absorción, (FP>=0.95, inductivo) y producción (FP<1, capacitivo).</p> <p>Horas valle: Solo absorción (FP>=1, capacitivo). No puede entregarse reactiva a la red.</p> <p>Horas llano: absorción, (0.95<FP<1, inductivo)</p> <p>- Mediante fórmula de precio regulado</p>	<p>- FP próximo a la unidad</p> <p>- No se remunera</p> <p>- N.A.</p>	<p>- FP mayor de 0,99 inductivo y menor de 0,97 capacitivo</p> <p>- No se remunera</p> <p>- N.A.</p>	<p>- Límites especificados por NSP's</p> <p>- No se remunera</p> <p>- N.A.</p>	<p>- FP mayor de 0.90 inductivo</p> <p>- No se remunera</p> <p>- N.A.</p>

Capítulo 3. Revisión de la gestión de los servicios complementarios de control de tensión/ soporte de potencia reactiva y restablecimiento

- Remuneración PRA	N.A.	que incluye componentes de pago por capacidad de PR y por uso.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
C. Demanda						
- Requisitos PRO	- N.A.	- Hora punta: FP Mayor de 0,95 inductivo - Hora Valle: FP Menor de 1,00 inductivo - Hora llano: FP Mayor de 0,95 capacitivo y menor de 0,95 inductivo	- FP próximo a la unidad	- FP mayor de 0,99 inductivo y menor de 0,97 capacitivo	- Límites especificados por NSP's	- FP mayor de 0.90 inductivo
Remuneración PRO	- N.A.	- No se remunera	- No se remunera	- No se remunera	- No se remunera	- No se remunera
- Requisitos PRA	- N.A.	- Horas punta: absorción, (FP>=0.95, inductivo) y producción (FP<1, capacitivo). Horas valle: Solo absorción (FP>=1, capacitivo). No puede entregarse reactiva a la red. Horas llano: absorción, (0.95<FP<1, inductivo)	- N.A.	- N.A.	- Subastas con proveedores calificados	- N.A.
- Remuneración PRA	- N.A.	- Mediante fórmula de precio regulado que incluye componentes de pago por capacidad de PR y por uso.	- N.A.	- N.A.	- Precios de subastas	- N.A.

3.3. Análisis y discusión de aspectos relevantes del servicio de CT/SPR

En los mercados estudiados la potencia reactiva es gestionada por una autoridad central, generalmente el OS, que tiene completa información de la red, puede observar donde hay necesidades de despacho de potencia reactiva en tiempo real y puede identificar necesidades de largo plazo. Sin embargo, cuando el administrador del sistema no es el mismo propietario de la red, las responsabilidades del administrador se pueden superponer y, en algunas ocasiones, entrar en conflicto con aquellas responsabilidades del propietario en la determinación de las necesidades de largo plazo del sistema. En estos casos pueden darse situaciones deficitarias para la prestación del servicio de CT/SPR, por falta de claridad en la responsabilidad de la planeación de largo plazo, colocando en posibles riesgos la seguridad del sistema de potencia.

Los gestores de red y las cargas tienen la obligación de mantener sus factores de potencia dentro de unos límites específicos, en sus puntos de interconexión con la red de transporte, sin remuneración. Mención aparte merecen los casos de España por una parte, que mediante fórmula de precio regulado estimula la participación de la demanda en el suministro de PRA, y de Australia por otra, que incentiva la participación mediante subastas de PRA con proveedores calificados.

Los recursos de generación son la principal fuente de potencia reactiva dinámica, dado que pueden cambiar su producción y absorción de potencia reactiva rápidamente; la potencia reactiva dinámica se requiere para cubrir las necesidades operativas de potencia reactiva en tiempo real y ante contingencias. Como una consecuencia de las reformas de la industria eléctrica, en los mercados eléctricos competitivos las decisiones de ubicación de las fuentes de generación son tomadas libremente por los agentes generadores y no por el OS, por lo que escapa de su control la ubicación para el suministro adecuado de la potencia reactiva dinámica. En consecuencia, y por su característica local, puede haber unas zonas con déficit de potencia reactiva dinámica, mientras que otras pueden presentar superávit de la misma. De nuevo, la oposición de intereses entre la libre decisión del lugar de inversión por parte del generador y las

necesidades específicas de potencia reactiva dinámica por parte del OS pueden conducir al sistema de potencia a posibles riesgos de seguridad.

En todos los sistemas analizados, los requerimientos de PRO desde fuentes de generación se especifican mediante una de las siguientes formas: 1) Un FP de potencia prescrito; 2) una producción de MVARs requeridos fija; 3) un requerimiento de tensión cuando se esté interconectado a la red; 4) una PRO como un porcentaje de la capacidad máxima de su potencia activa neta. En el primer caso, la producción/absorción de potencia reactiva es proporcional a la producción de potencia activa, por lo que a bajos niveles de producción de potencia real, la obligación de suministro es reducida y puede llegar a ser deficitaria para la seguridad del sistema eléctrico. En el segundo caso, la estandarización del suministro/absorción de potencia reactiva mediante una producción de MVARs fija no necesariamente cubre necesidades locales específicas: Algunas regiones pueden tener mayor necesidad de potencia reactiva que la estándar, mientras otras pueden tener menor necesidad. El cuarto caso es una variación del segundo, presentando las mismas limitaciones de este último. En el tercer caso los límites de producción y absorción de potencia reactiva suelen ajustarse de forma conservadora en los reguladores automáticos de tensión, limitando sustancialmente la región de producción / absorción de potencia reactiva dinámica.

Con respecto a los mecanismos de remuneración, se encontraron tres esquemas de compensación para la potencia reactiva dinámica obligatoria. En el primero los generadores simplemente no son compensados por la prestación del servicio en la parte obligatoria de su suministro de potencia reactiva: el generador no recibe pago por capacidad ni por uso en el rango obligatorio de su potencia reactiva. En el segundo esquema los generadores pueden recuperar los costes asociados en que incurren por reserva de capacidad de potencia reactiva, y en el tercero los generadores reciben un pago por defecto, por uso de la energía reactiva dentro del rango de su factor de potencia obligatorio.

También se identificaron en los mercados estudiados dos categorías amplias de prácticas de obtención de potencia reactiva adicional (PRA) desde fuentes de

generación. En la primera categoría el OS tiene la autoridad para ordenar a cualquier generador, dentro de su capacidad física, la producción / absorción de potencia reactiva que considere necesaria. El pago por esta cantidad adicional de potencia reactiva es típicamente el coste de oportunidad por la reducción en la producción de potencia real. En la segunda categoría los generadores no son obligados a proveer PRA y en su lugar pueden contratar voluntariamente con el OS el suministro de PRA mediante transacciones bilaterales de contratos de prestación de servicios. Las transacciones bilaterales para la obtención de PRA requieren la realización de rondas de licitación, que pueden incluir tanto remuneración por capacidad como remuneración por uso; esta última categoría se aproxima a una solución de mercado. Los contratos RMR resultan útiles en lugares donde se requiere un generador específico para mantener la fiabilidad del sistema.

Mientras que la potencia reactiva proveniente de fuentes de generación es vital para la fiabilidad del sistema de potencia, los mecanismos de compensación de la potencia reactiva dinámica basados en reglas de mercado no se encuentran bien establecidos o no son consistentes. Lo anterior obedece a que los mercados de potencia reactiva dinámica presentan fuertes restricciones locales para la prestación del servicio, conduciendo este hecho a que muy pocos generadores dentro de un área específica puedan crear un mercado competitivo de potencia reactiva, haciendo que tales mercados sean difíciles de desarrollar. Consecuentemente, los incentivos financieros para minimizar los costes del sistema asociados al CT/SPR son bastante limitados en los sistemas estudiados. La única de las partes involucradas que realmente tiene un claro interés para minimizar los costes asociados a la seguridad del sistema de potencia, es el consumidor final.

3.4. Análisis y comparativo de la prestación del servicio complementario de restablecimiento del sistema

REINO UNIDO (NG 2009).

El servicio de restablecimiento en el Reino Unido solo puede ser prestado por plantas con capacidad de aceptar bloques de demanda “instantánea” de carga, en el rango de 30 a 50 MW y de realizar el control de frecuencia durante el proceso de carga de los bloques de demanda, en el rango de 47 a 52Hz.

Los recursos de generación deben tener capacidad para prestar el servicio de tres restablecimientos consecutivos, en secuencia durante dos horas, con el fin de prevenir “caídas” de los sistemas de transporte / distribución durante el período de recuperación del sistema. La disponibilidad debe ser mayor del 90%, tanto de las plantas principales como auxiliares, con una capacidad de potencia reactiva de al menos 100MVar para plantas conectadas a 400kV o 275kV.

La remuneración se realiza mediante una transacción bilateral de Acuerdo de Servicio Comercial (CSA) de largo plazo (típicamente de 12 a 15 años), con revisiones periódicas preestablecidas en el contrato. Algunas transacciones se acuerdan para todo el período de la vida útil de la planta de respaldo. En el CSA se determina una remuneración por disponibilidad para prestar el servicio, que puede incluir remuneración por otros servicios, tales como reserva de potencia. El generador obtiene ingresos adicionales por la prestación del servicio, en el caso de presentarse un evento que requiera el restablecimiento del sistema.

Durante los períodos de prueba de respuesta para la prestación del servicio, el generador también recibe ingresos adicionales. La remuneración por el “ejercicio de restablecimiento” de la unidad auxiliar, cubre el precio acordado del combustible, la disponibilidad de potencia activa, y la energía entregada por la unidad auxiliar durante el período de prueba. Los costes se cargan a los usuarios del sistema de transporte.

ESPAÑA (REE 2009).

El servicio complementario de restablecimiento del sistema en España no es remunerado. REE ha establecido, en acuerdo con las compañías de electricidad que operan en España, un plan de restauración de emergencia que debe ejecutarse en caso de una interrupción mayor, total o parcial, del suministro de energía eléctrica. El plan de emergencia es revisado anualmente y modificado, de ser necesario, para dar cuenta del ingreso al sistema de nuevos equipos tales como líneas de transporte y plantas, nuevos agentes, y de cambios de propiedad u organizacionales que ocurren en el sector de energía.

El plan de emergencia español ha clasificado seis zonas diferentes de restauración, con base en la ubicación de las plantas hidráulicas que serán las primeras en participar en el servicio de restablecimiento. Las zonas eléctricas definidas son Noroeste (1) y Norte (2) de España, límites comprendidos entre el río Duero y el eje fronterizo francés (3), Noreste (4), Centro (5), y Sur y Sureste (6) de España. En caso de que ocurra un apagón nacional, las plantas hidroeléctricas autónomas son arrancadas simultáneamente, en cada una de las zonas eléctricas definidas, formando al menos siete áreas eléctricas aisladas. La zona 3 una vez restablecida permite conectar el sistema español al sistema UCTE a través de la frontera francesa, colocando la frecuencia europea como referencia para el resto de las áreas eléctricas, que serán sincronizadas posterior y sucesivamente. Anualmente se realiza una prueba de restablecimiento del sistema en el que participan todas las compañías de generación del sistema español.

PJM (PJM 2009).

PJM no tiene un proceso competitivo de obtención de los servicios de restablecimiento; más aún, los generadores establecen con sus organismos de regulación un requerimiento de ingresos anuales que emplea métodos de compensación basados en el coste específico de la unidad que se utiliza para prestar el servicio de restablecimiento. La compensación incluye los costes de capital asociados a la prestación del servicio de arranque autónomo, costes operativos y costes de entrenamiento afectados por un factor para estimular la participación.

Todos los consumidores de la red de transporte compran el servicio de restablecimiento a través de PJM, para asegurar una restauración confiable después de una caída del sistema de potencia

Los propietarios de las unidades que prestan los servicios de restablecimiento acuerdan el suministro de estos servicios por un período de dos años, que una de las partes puede terminar mediante notificación presentada un año antes de finalización del período de acuerdo.

PJM exige realizar una prueba de funcionamiento cada año a las plantas que prestan el servicio de restablecimiento con el objetivo de verificar el cumplimiento de los requisitos técnicos para la prestación del servicio. En caso de que el resultado de las pruebas no sea satisfactorio, la planta es penalizada con una sanción que incluye su retiro del mercado de energía por un período que depende del alcance de los incumplimientos.

ERCOT (ERCOT 2009).

Los servicios de restablecimiento del sistema son adquiridos por ERCOT competitivamente mediante rondas anuales de llamados a presentación de ofertas (RFP). Los generadores son remunerados por cada hora de disponibilidad para la prestación del servicio. Los requisitos de participación y las especificaciones técnicas para la prestación del servicio son colocados en la página “web” de ERCOT, donde los participantes presentan sus ofertas en términos de precio por hora de disponibilidad para prestar el servicio, en las que deben estar incluidos todos los costes del servicio de restablecimiento. El objetivo fundamental de ERCOT es seleccionar el número de plantas o unidades suficientes que le permitan tener disponible el 90% de la demanda punta del sistema dentro de las 60 horas después de ocurrida una pérdida total del suministro de energía.

La remuneración de las plantas o unidades seleccionadas para prestar el servicio se realiza por precio de oferta (pay as bid), asumiendo una disponibilidad mínima del 85% en el curso de un año; los pagos totales se reducen a “pro rata”, por salidas forzadas o mantenimientos que disminuyan la disponibilidad por debajo del 85%. La evaluación de las ofertas se realiza siguiendo los criterios de

menor precio, restauración en 4 horas de las plantas nucleares y selección de plantas o unidades cercanas a grandes centros urbanos.

Cada una de las plantas o unidades seleccionadas para prestar el servicio de restablecimiento debe demostrar que puede colocar tensiones y frecuencia de referencias para arrancar otra planta o unidad cercana, y que puede comenzar aisladamente la sincronización de la red. Estas características son periódicamente revisadas por ERCOT. La energía entregada por las plantas durante el restablecimiento es remunerada al último precio zonal de mercado antes de ocurrida la perturbación.

AUSTRALIA (AEMO 2009).

En Australia los proveedores del servicio de restablecimiento del sistema pueden presentar ofertas de dos tipos de recursos: a) Fuente de restablecimiento general, mediante generadores que pueden arrancar y suministrar energía a la red de transmisión sin ninguna fuente externa de alimentación, típicamente unidades hidráulicas de generación; y b) conmutación a carga local a través de generadores que pueden conmutarse, ante la detección de una falla en el sistema, para alimentar solo sus cargas aisladas y estar disponibles hasta que AEMO los requiera para utilizarlos en el restablecimiento del sistema.

Además, AEMO define dos categorías para la prestación del servicio de restablecimiento, con base en los tiempos de respuesta de las unidades o plantas. La primera categoría corresponde a las plantas o las unidades que deben iniciar la restauración del sistema en un tiempo máximo de una hora después de ocurrida la contingencia y deben entregar una cantidad prevista de energía, para lograr una recuperación significativa del sistema de potencia en dos horas y alcanzar el 90% o más de atención de la demanda en menos de ocho horas. La segunda categoría corresponde a unidades o plantas que deben iniciar el restablecimiento de la red de potencia dentro de las cinco horas posteriores a la de haber ocurrido el evento.

La prestación del servicio se negocia mediante contratos bilaterales de largo plazo y se remunera la prestación del servicio y/o su disponibilidad de soporte

para el restablecimiento. AEMO realiza subastas para escoger y realizar los contratos de largo plazo con proveedores calificados, sobre la base de ofertas de precios ofrecidos más bajos, que cumplan los requisitos técnicos exigidos. Las plantas que participen para la categoría de servicio de restablecimiento primario deben tener una disponibilidad mínima del 89% y las que participen para la categoría del servicio secundario deberán tener una disponibilidad mínima del 75%. AEMO realiza pruebas de verificación de cumplimiento de las capacidades técnicas de las unidades seleccionadas para prestar el servicio, que son remuneradas de acuerdo con lo establecido en los contratos bilaterales.

COLOMBIA (CREG 2009).

El servicio de restablecimiento en Colombia no se remunera, y no se encuentra claramente reglamentado. El CND y los agentes generadores han establecido acuerdos y planes de contingencia que deben ejecutarse en caso de ocurrir un evento que cause una interrupción mayor del servicio de suministro de energía eléctrica.

Los planes de contingencia están enmarcados en Colombia dentro de dos estrategias generales. La primera es una estrategia secuencial descendente, basada inicialmente en la recuperación de la red de transporte, seguida por la recuperación de la carga y la generación, manteniendo los controles de frecuencia y tensión; esta estrategia se utiliza generalmente ante pérdidas parciales del suministro. La segunda es una estrategia paralela ascendente, en la cual el sistema de potencia es subdividido por áreas y subsistemas, asegurando que cada subsistema tenga por lo menos una planta con capacidad de prestar el servicio de restablecimiento, con el fin de iniciar el proceso de restauración del sistema de potencia simultáneamente en diferentes subsistemas; esta estrategia se emplea ante pérdidas totales del suministro.

Resumen del análisis comparativo del servicio de restablecimiento

La Tabla 3-2 resume los aspectos relevantes del análisis comparativo del servicio de restablecimiento para los seis mercados examinados.

Tabla 3-2. Características de la prestación del servicio complementario de restablecimiento en los seis mercados analizados

	U.K	España	P-J-M	Texas	Australia	Colombia
Requisitos	- Plantas que acepten bloques de carga de 30MW a 50MW - Control de frecuencia de 47Hz a 52Hz - Disponibilidad del 90%	- Plantas hidráulicas de las 6 zonas de restablecimiento	- Variables según plantas que presten el servicio.	- Variables según zona o región	- Tiempo de respuesta	- Plantas hidráulicas
Remuneración	- TB de LP	- N.A.	- Costes de capital y operativos	- Subastas anuales	- TB de LP por disponibilidad y uso	- N.A.
Período de suministro	- 12 a 15 años	- Indefinido	- 2 años	- Anual	- Según contrato	- Indefinido
Pruebas	- Periódicas. Remuneradas	- Anuales	- Anuales	- Periódicas	- Según contrato	- A discreción del OS

3.5. Análisis y discusión de aspectos relevantes del servicio de restablecimiento del sistema

El servicio complementario de restablecimiento es esencial por los impactos económicos y sociales que se derivan de una pérdida mayor, total o parcial, del suministro de energía eléctrica, requiriéndose una rápida restauración del sistema de potencia.

En los mercados de energía eléctrica examinados, los OS's reevalúan periódicamente los planes de restablecimiento y típicamente negocian contratos multianuales con unidades y plantas que poseen capacidades de prestar el servicio, con base en la actualización de sus planes, excepción hecha de

Colombia y España que no remuneran la prestación del servicio. PJM realiza una remuneración basada en costes de capital y operativos.

En la medida en que maduran los mercados de energía y de servicios complementarios, se presenta un desplazamiento hacia la obtención de los servicios de restablecimiento mediante procesos de subastas públicas, que permiten el desarrollo de mercados abiertos conducentes a transacciones bilaterales de largo plazo, como en los casos de Reino Unido, ERCOT y Australia. Los llamados a la presentación de ofertas públicas para la prestación de servicios de restablecimiento y los criterios de selección de ofertas se basan en los criterios de precios de ofertas, ubicación y capacidad de los recursos. La metodología de requerimientos de ofertas ha demostrado su viabilidad para la adquisición competitiva de los servicios de restablecimiento.

3.6. Conclusiones

- **Servicio de control de tensión / soporte de potencia reactiva (CT/SPR).**

La potencia reactiva es necesaria para el desempeño estable y seguro del sistema de potencia. Sin embargo, asegurar que se encuentren disponibles suficientes recursos de potencia reactiva dinámica puede ser difícil en los mercados eléctricos desregulados, debido a que las decisiones de ubicación de las fuentes de generación son tomadas libremente por los agentes generadores y no por el OS, escapando de su control la ubicación óptima del recurso de generación, para el suministro adecuado de la potencia reactiva dinámica.

La insuficiencia en el suministro de potencia reactiva dinámica puede conducir al colapso de tensión, que ha sido una de las causas de algunos de los apagones ocurridos recientemente alrededor del mundo. Independientemente de sus costes, la obtención de suficiente reserva de potencia reactiva dinámica es importante para evitar un extremadamente costoso colapso de tensión.

De la revisión realizada sobre las actuales prácticas de los mercados de energía, es claro que ha habido un movimiento hacia la creación de mercados competitivos de potencia reactiva en diferentes países y regiones. Sin embargo, dada la naturaleza local de la potencia reactiva, las opciones de estos mercados competitivos están sujetas a que se pueda garantizar una diversidad suficiente de proveedores para prevenir el ejercicio de poder de mercado. Si los problemas técnicos que conllevan al poder de mercado local dejan de ser una preocupación, los mercados competitivos de potencia reactiva pueden llegar a ser opciones efectivas para su gestión eficiente.

Como ya se mencionó, el suministro de potencia reactiva debe realizarse cerca de los centros de demanda, lo que puede llegar a dificultar aún más los requerimientos de suficiente diversidad de proveedores para prevenir el ejercicio de poder de mercado. La mayoría de los mercados examinados emplean un esquema parcialmente regulado, con algunos elementos competitivos, para la gestión del CT/SPR.

Aunque hasta la fecha no se cuenta con cargas capaces de suministrar potencia reactiva dinámica al sistema de potencia, su participación es decisiva para generar diversidad en los proveedores del servicio de CT/SPR. El manejo de grandes motores de frecuencia variable o los alimentadores de potencia ininterrumpibles (UPS) de estado sólido podrían construirse con capacidad de potencia reactiva dinámica para brindar soporte a la red de potencia.

En los sectores eléctricos desregulados donde el administrador del sistema es diferente del propietario de la red de transporte, se pueden superponer las responsabilidades de la planeación de largo plazo para determinar soluciones de soporte de reactiva en la red. En general, en estos sectores existe una oposición de intereses, entre los diferentes agentes que lo conforman, dado que la minimización del coste no es siempre equivalente a la maximización del beneficio, desde la perspectiva de los participantes. Esta oposición de intereses y una inadecuada gestión de la potencia reactiva, conducen a que no se pueda proveer la potencia reactiva necesaria,

requerida en tiempo real, colocando en riesgo la seguridad del sistema de potencia.

Al igual que para el caso de los servicios complementarios asociados a la potencia activa, en el caso de la potencia reactiva su obtención es básicamente un asunto de largo plazo (componente de disponibilidad o capacidad, relacionada con los costes fijos de capital), es decir un problema estacional, donde el OS busca establecer contratos con los posibles proveedores que mejor se adecúen a sus necesidades y restricciones en una estación dada. En cambio su despacho corresponde a un problema de corto plazo (pago por servicio prestado o componente de energía o de soporte en tiempo real, asociado a los costes variables por pérdidas en devanados y por costes de oportunidad), es decir, a la asignación de la potencia reactiva “en tiempo real” a los proveedores del servicio, con base en las condiciones operativas que se estén presentando. Entre la obtención de la potencia reactiva requerida sobre un horizonte de planeación y la potencia reactiva que se produce por despacho en tiempo real existen meses de diferencia que pueden poner en riesgo la seguridad del sistema de potencia si no hay un adecuado aprovisionamiento de potencia reactiva dinámica.

En un ambiente de mercados competitivos, si los proveedores de los servicios de potencia reactiva dinámica no son adecuadamente compensados por la prestación de sus servicios, ellos no tendrán suficientes incentivos para proveer el soporte de potencia reactiva requerido, lo cual puede afectar la operación segura del sistema de potencia.

- **Servicio de restablecimiento o arranque autónomo.** El servicio de arranque autónomo se requiere para restaurar el sistema eléctrico de potencia luego de una interrupción del suministro, posterior a una contingencia; su rápida restauración es esencial por los impactos económicos y sociales que se derivan de una pérdida mayor, total o parcial, del suministro de energía eléctrica.

En la medida en que maduran los mercados de energía y de servicios complementarios, se presenta un desplazamiento hacia la obtención de los servicios de restablecimiento mediante procesos de subastas públicas, que

permiten el desarrollo de mercados abiertos conducentes a transacciones bilaterales de largo plazo para la prestación del servicio. La obtención competitiva de los servicios de restablecimiento mediante requerimientos públicos de ofertas ha resultado viable en los mercados eléctricos desregulados.

3.7. Aportaciones del capítulo

El presente capítulo de esta tesis analiza en un contexto unificado la prestación de los servicios complementarios de CT/SPR y de restablecimiento, en ambientes de mercados eléctricos competitivos. Se aportan en este capítulo las matrices de comparación de la prestación de estos servicios, presentadas en las Tablas 3-1 y 3-2.

La matriz de la Tabla 3-1 pone en evidencia los riesgos de seguridad a que pueden estar abocados los sistemas de potencia en ambientes de mercados competitivos, derivados estos riesgos de la superposición de responsabilidades y de la oposición de intereses entre diferentes agentes del mercado, como en el caso de la planeación de los requerimientos de largo plazo de la potencia reactiva, entre los propietarios de las redes y las necesidades del OS o la libre decisión de ubicación de fuentes de potencia reactiva dinámica por los agentes generadores.

La matriz de la Tabla 3-2 muestra que la obtención del servicio de restablecimiento del sistema mediante transacciones bilaterales resulta eficiente en los mercados donde se ha implementado.

Una significativa aportación de este capítulo, también resultante de la matriz de comparación de la Tabla 3-1, es la identificación clara de los requerimientos de PRO mediante cuatro métodos y las limitaciones que estos métodos presentan para garantizar la suficiente reserva de potencia reactiva dinámica ante contingencias. En el siguiente capítulo de esta tesis se aborda la problemática de las características físicas de la potencia reactiva dinámica desde fuentes de generación y su impacto en la estabilidad dinámica del sistema de potencia, con

el objeto de encontrar un mecanismo que garantice la suficiencia de potencia reactiva dinámica en condiciones de estado estable y ante contingencias.

Este capítulo aporta, así mismo, la identificación de la necesidad de diversificación de las fuentes de provisión de potencia reactiva dinámica, con el objeto de superar el inherente carácter local asociado a la potencia reactiva; en esta diversificación pueden llegar a ser fundamentales los recursos de generación dispersa y las cargas dinámicas tales como los motores de frecuencia variable y las UPS's de estado sólido.

CAPÍTULO 4.

Nuevos criterios para la evaluación del servicio de soporte de potencia reactiva dinámica en la seguridad del sistema de potencia

En el capítulo anterior de esta tesis se realizó el análisis comparativo de los servicios complementarios que se consideran asociados a la potencia reactiva. Como resultado de este análisis se evidenciaron los riesgos de seguridad a que pueden estar sometidos los sistemas de potencia en ambientes de mercados competitivos, resaltándose la importancia de una adecuada gestión del servicio complementario de CT/SPR y, en especial, el carácter determinante que tiene la producción de potencia reactiva dinámica (procedente básicamente de fuentes de generación) en la seguridad del sistema de potencia. La potencia reactiva dinámica (PRD) es esencial para cubrir las necesidades operativas del sistema en tiempo real tanto en condiciones normales, como ante contingencias.

A partir de la investigación realizada en el capítulo anterior se pueden evidenciar dos perspectivas generales diferentes, como consecuencia de la oposición de intereses que se presentan entre agentes de los mercados competitivos. Desde la perspectiva de los propietarios de fuentes de generación, la adecuada compensación de la producción y reserva de potencia reactiva de los agentes generadores individuales, suministra una clara señal de mercado para equilibrar las necesidades de producción/absorción de potencia reactiva. Desde la perspectiva de los operadores o administradores de la red de transporte, es crítico reconocer y capitalizar la importancia de la variedad de diferentes fuentes

de potencia reactiva, de tal manera que la seguridad y estabilidad del sistema puedan maximizarse a través de un mecanismo de precio competitivo.

El valor de la potencia reactiva radica en el hecho de que soporta el acceso libre a las redes de transporte y la estabilidad de tensión del sistema, dependiendo de la ubicación de las fuentes de PRD. Para valorar adecuadamente la utilidad tanto de la reserva como de la producción de PRD procedentes de fuentes de generación, se investiga en esta tesis el comportamiento de los sistemas de excitación de los generadores y su impacto sobre la seguridad del sistema de potencia, cuando se tienen en cuenta los límites de producción de potencia reactiva de las unidades de generación. En este capítulo se realizan la revisión y el estudio de las unidades de generación cuando alcanzan sus límites de producción/absorción de potencia reactiva, teniendo en cuenta que la barra de generación debe pasar a considerarse como una barra de carga negativa. Se demuestra en este capítulo que tal consideración genera un deterioro crítico de la estabilidad del sistema, posibilitando la ocurrencia de oscilaciones lentas de potencia y, lo que es peor aún, puede llevar a la ocurrencia del colapso de tensión en la barra de generación (carga negativa). Así mismo, se investiga el comportamiento del sistema de excitación ante la variación de sus parámetros, encontrándose puntos de ramificación para ciertos valores de los parámetros que deterioran la estabilidad del sistema. Una adecuada remuneración de la prestación del servicio de soporte de PRD, debe tener en cuenta una evaluación previa de las características y límites físicos de las fuentes que prestarán este servicio.

El presente capítulo está estructurado de la siguiente manera. En la sección 4.1 se revisan algunas características generales de los sistemas dinámicos (incluyendo una revisión conceptual de los fenómenos de bifurcación) asociadas a la estabilidad dinámica de los sistemas de potencia y al colapso de tensión; en esta sección se incluye el modelado de un sistema de cinco barras, basado en los parámetros del WSCC, para ilustrar el comportamiento dinámico de un sistema de potencia. En la sección 4.2 se investiga la influencia de los límites operativos de los sistemas de excitación tanto en la seguridad de los sistemas de potencia, como en la prestación del servicio complementario de CT/SPR, considerando las

barras a las cuales están conectadas las unidades de generación que alcanzaron su límite de PR como barras de carga negativa. En la sección 4.3 se presentan el análisis y la discusión de los aspectos del deterioro de la estabilidad dinámica como consecuencia de la variación de los parámetros del sistema de excitación. En la sección 4.4 se realizan el análisis y la discusión de los resultados obtenidos, mientras que en las secciones 4.5 y 4.6 se presentan las conclusiones y aportaciones del capítulo, respectivamente.

4.1. Estabilidad dinámica, bifurcaciones y colapso de tensión

La estabilidad de tensión está relacionada con la capacidad de un sistema de potencia para mantener las tensiones de barras dentro de unos límites aceptables bajo condiciones normales de operación y después de superar una perturbación (Kundur 1994). La representación precisa de los fenómenos de inestabilidad de tensión requieren de un modelado detallado de los diferentes elementos que conforman el sistema de potencia tales como generadores, transformadores, líneas, cargas y demás componentes del sistema (Van Cutsem 1998). En esta sección se presentan el modelado de un sistema de cinco barras, empleando parámetros del Western System Coordinating Council (WSCC) para su estudio, y el análisis del comportamiento dinámico del sistema que conduce al colapso de tensión.

La raíz de los problemas de estabilidad de tensión se encuentra en la caída de los niveles de tensión que experimentan algunas barras críticas del sistema de potencia, cuando este es llevado a soportar grandes demandas de carga y no se cuenta con suficiente potencia reactiva dinámica local, congestionando las líneas de transporte e incrementando las pérdidas al transportarla sobre largas distancias (Miller 1982). El colapso de tensión se caracteriza por una lenta, pero progresiva, caída inicial de la magnitud de la tensión en barras del sistema, hasta alcanzar una rápida declinación de la magnitud de la tensión, por debajo de los límites operativos aceptables.

El modelado dinámico de un sistema de potencia se representa por un conjunto de ecuaciones diferenciales y algebraicas (DAE) que incluye las ecuaciones de estado y los parámetros del sistema (Chow *et. al.* 2005).

$$\dot{x} = f(x, y, \lambda), \quad x \in R^n, y \in R^m$$

$$0 = g(x, y, \lambda) \tag{4.1}$$

Donde x contiene todas las variables de estado del sistema (magnitudes y ángulos de tensión, y frecuencia angular), $y(V, \theta)$ incluye las variables algebraicas, λ representa los cambios lentos de algunos de los parámetros del sistema y \dot{x} representa las ecuaciones de estado del sistema.

El modelado clásico compuesto de n_G barras de generación y n_L barras de carga, se representa comúnmente mediante un conjunto de DAE (Kwatny *et. Al.* 1995), tales como

$$\dot{\delta} = \omega$$

$$M\dot{\omega} + D\omega + fg(\delta, \theta, V, \lambda) = 0 \tag{4.2}$$

$$fl(\delta, \theta, V, \lambda) = 0$$

La ecuación 4.1 permite ampliar el modelado clásico, incluyendo sistemas de excitación, transformadores con cambiadores de tomas bajo carga, cargas dinámicas lineales y no lineales, y modelados más elaborados de los generadores.

Las ecuaciones no lineales típicamente son difíciles de resolver analíticamente, pero puede tenerse una visión cualitativa considerando un espacio de estado n -dimensional, con ejes x_1, \dots, x_n . Cuando el sistema evoluciona, $\mathbf{x}(t)$ fluye a través del espacio de estado, guiado por el campo de “velocidad” $\dot{\mathbf{x}} = \mathbf{f}(\mathbf{x}, \mathbf{y}, \lambda)$.

Si $\mathbf{x}(t)$ alcanza un estado de reposo en algún punto \mathbf{x}^* la velocidad ($\dot{\mathbf{x}}$) debe ser cero, por lo que \mathbf{x}^* es un punto fijo que corresponde a un estado de equilibrio del sistema físico que se está modelando. Si toda pequeña perturbación del punto de equilibrio es amortiguada, \mathbf{x}^* es un punto fijo estable (actúa como un “atractor” para estados en su vecindad).

Otra posibilidad de largo plazo es que $\mathbf{x}(t)$ fluya hacia un lazo cerrado y que eventualmente circule alrededor de él permanentemente. Este lazo constituye un ciclo límite y representa una oscilación auto sostenida del sistema físico. Una tercera posibilidad es que $\mathbf{x}(t)$ podría ubicarse en un “atractor” extraño, un conjunto de estados en los cuales $\mathbf{x}(t)$ “vaga” indefinidamente. Tal movimiento errático, aperiódico, se considera caótico si dos estados próximos se alejan uno del otro exponencialmente.

El comportamiento de un sistema dinámico siempre se halla bajo la influencia de sus parámetros; el concepto de estabilidad está relacionado con las variaciones a que están sometidos estos parámetros, por una razón u otra (Srivastava 1995). Como consecuencia de estos cambios paramétricos, se alcanza una etapa crítica en la cual las variables de estado exhiben un comportamiento que es cualitativamente diferente de sus comportamientos previos. Lo anterior es esencialmente conocido como una bifurcación de los estados de equilibrio.

La evolución del sistema en función de los cambios lentos de los parámetros λ , está representada por $\{f(\lambda), g(\lambda)\}$. Un valor λ_0 para el cual el flujo de evolución $\{f(\lambda), g(\lambda)\}$ no es estructuralmente estable cerca de un punto de equilibrio (x_0^*, y_0^*) que pertenece a $\{f(\lambda_0), g(\lambda_0)\}$, es un valor de bifurcación de λ . El par λ_0 , $\{f(\lambda_0), g(\lambda_0)\}$ es un punto de bifurcación.

La dinámica de la ecuación (4.1) puede conducir a cambios locales o globales cuando se producen cambios en alguno de los parámetros λ . Los puntos de bifurcación se clasifican de acuerdo con estos cambios cualitativos en el flujo del sistema (Arrowsmith&Place 1992; Wiggins 2003). La bifurcación “saddle node” es la más común en los sistemas de potencia, siendo la causa directa del colapso de tensión (Van Cutsem 1998; Kundur 1994). La bifurcación de Hopf, donde un punto fijo estable llega a ser inestable, conduce a oscilaciones sostenidas en el sistema de potencia, dado que el punto fijo es reemplazado por un conjunto de puntos estables. Esto representa el reemplazo de un solo punto de equilibrio, por una órbita que es conocida como ciclo límite (Strogatz 2001). Todos los puntos sobre el ciclo límite tienen la propiedad de que $\mathbf{x}(t)=\mathbf{x}(t+T)$,

para un período T específico. La bifurcación de Hopf describe fenómenos oscilatorios que se originan con una pequeña amplitud para determinados valores de algún parámetro λ , al conectar soluciones estacionarias con soluciones periódicas; en otras palabras, garantiza la existencia de una órbita periódica emanando de un punto de bifurcación de Hopf (Ajarapu 1992). La bifurcación de Hopf es un ejemplo típico de una bifurcación dinámica local (Guckenheimer&Holmes 1983).

4.1.1. Modelado del sistema de potencia

En la Figura 4-1 se muestra un sistema simple de cinco barras, compuesto por dos generadores (con sus respectivos transformadores de potencia), dos líneas de transporte y un motor de inducción como una carga no lineal; en este sistema se emplean parámetros del sistema de prueba de nueve barras del Western System Coordinating Council (WSCC9) para su modelado y análisis (ver Apéndice).

El WSCC9 se emplea ampliamente en la literatura de los sistemas eléctricos de potencia, como un estándar de prueba desarrollado por el Electric Power Research Institute (EPRI) para analizar el comportamiento dinámico de áreas interconectadas y, en particular, para el estudio del colapso de tensión. El WSCC9 es extensamente detallado en el reporte EPRI EL-0488 de 1977 (EPRI 1977). Consiste básicamente de tres áreas interconectadas (representadas por tres generadores) y nueve barras, de las cuales tres son barras de carga; los generadores y la excitación son modelados según el estándar IEEE-Type I. Su uso en esta tesis se sustenta en que es un modelo ampliamente validado, particularmente para los análisis de situaciones que puedan conducir al colapso de tensión, con el objeto de brindar validez universal a los resultados obtenidos.

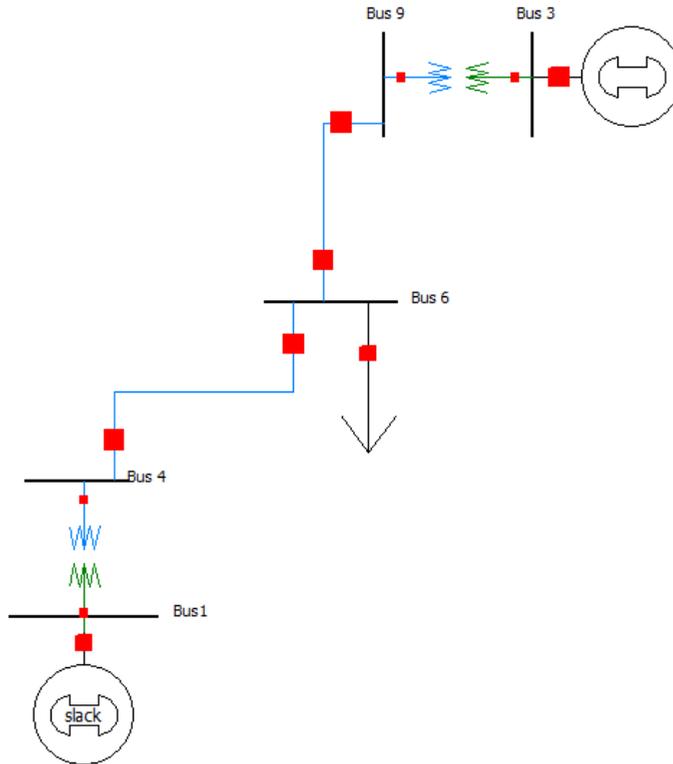


Figura 4-1. Sistema de cinco barras

Los parámetros de líneas del sistema de cinco barras se sintetizan en la Tabla No. 4-1.

Tabla 4-1. Parámetros de líneas del sistema de cinco barras

Símbolo	Valor	Símbolo	Valor
R39	0.00000	G39	0.00000
X39	0.05860	B39	-17.0648
Gs39	0.00000	Gs39	0.00000
Bs39	0.00000	Bs39	0.00000
R96	0.03900	G96	1.2820
X96	0.17000	B96	- 5.5882
Gs96	0.00000	Gs96	0.00000
Bs96	0.35800	Bs96	0.35800
R64	0.01700	G64	1.9422
X64	0.09200	B64	-10.5107
Gs64	0.00000	Gs64	0.00000
Bs64	0.15800	Bs64	0.15800
R41	0.00000	G41	0.00000
X41	0.05760	B41	-17.3611
Gs41	0.00000	Gs41	0.00000
Bs41	0.00000	Bs41	0.00000

El modelado incluye el sistema de excitación, cuyo diagrama en bloque se muestra en la Figura No. 4-2, donde la saturación de la excitación se representa mediante la función $Se(E_f) = \tanh(A_{exc} * E_f * \exp(B_{exc} * E_f^2))$, K_a es la ganancia del control de la excitación y K_f la ganancia del generador.

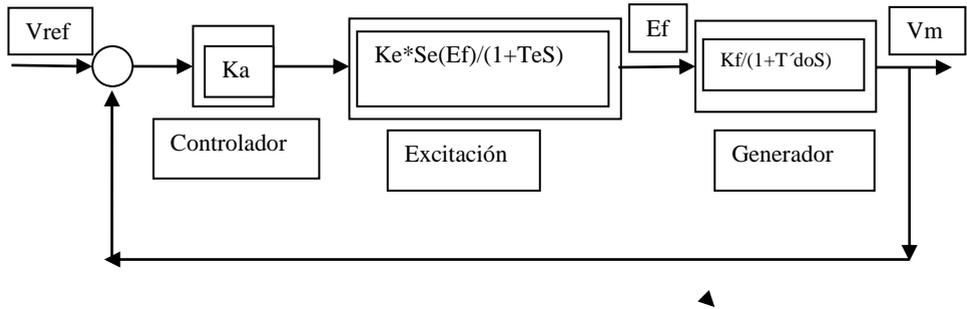


Figura 4-2. Diagrama en bloques del sistema de excitación.

El conjunto de ecuaciones DAE que describe el comportamiento dinámico del sistema incluye la ecuación “swing” del generador sincrónico, la ecuación diferencial de la excitación, y las ecuaciones diferenciales del motor de inducción para la tensión y el ángulo en la barra de carga (Rajesh & Padiyar 1999).

$$\dot{\delta}m = Wm - 1 \quad (4.3)$$

$$\dot{W}m = (-D * (Wm - 1) + Pm - Pe) / M \quad (4.4)$$

$$\dot{E}f = ((Vref - Vm) * Ka * Ke * \tanh(A_{exc} * Ef * \exp(B_{exc} * Ef^2)) - Ef) / Te \quad (4.5)$$

$$\dot{V}m = (Kf * Ef - Vm) / T' do \quad (4.6)$$

$$\dot{\delta} = (-Kqv * V - Kqvb * V^2 + Qd - Qo) / Kqw \quad (4.7)$$

$$\begin{aligned} \dot{V} = & (Kpw * Kqvb * V^2 + (Kpw * Kqv - Kqw * Kpv) * V + Kpw * \\ (Qo - Qd) - Kqw * & (Po - Pd)) / (T * Kqw * \\ Kpv) & \end{aligned} \quad (4.8)$$

El suministro de potencia en la barra de generación y los consumos de potencias activa y reactiva en la barra de carga, se obtienen del balance de flujo de carga en las barras de generación y carga, y están dados por las siguientes ecuaciones algebraicas:

$$Pe = -Vm^2 * G39 + Vm * V9 * (G39 * \cos(\theta9 - \delta m) + B39 * \sin(\theta9 - \delta m)) \quad (4.9)$$

$$\begin{aligned} Qd = V^2 * (Bs46 + Bs96 + B46 + B96) + V * V4 * (G46 * \sin(\delta - \theta4) - \\ B46 * \cos(\delta - \theta4)) + V * V9 * (G96 * \sin(\delta - \theta9) - B96 * \\ \sin(\delta - \theta9)) \end{aligned} \quad (4.10)$$

$$Pd = -V^2 * (G46 + G96) + V * V4 * (G46 * \cos(\delta - \theta4) + B46 * \sin(\delta - \theta4)) + V * V9 * (G96 * \cos(\delta - \theta9) + B96 * \sin(\delta - \theta9)) \quad (4.11)$$

Dado que desde la introducción, en la década de 1970, de los dispositivos de potencia de estado sólido en los sistemas de excitación (excitaciones estáticas) de las unidades de generación, no se han presentado modificaciones en el modelado de estos sistemas (suficientemente validados en los estándares IEEE), en esta tesis se emplea el estándar IEEE Type I que recoge las características esenciales de las excitaciones estáticas y es actualmente empleado por la gran mayoría de los programas de aplicación, tales como PSS, DigSilent, Power World y otros.

En la Tabla 4-2 se definen las variables de estado y sus parámetros asociados, según el estándar IEEE Type I, para el modelado del sistema de excitación.

Tabla 4-2. Variables de estado y parámetros del sistema de excitación

Símbolo	Definición	Valor
Vref	Tensión de referencia de la excitación	1.0
Ka	Ganancia del controlador de excitación	200
Ke	Ganancia de la excitación	1.0
Aexc/ Bexc	Constantes de saturación de la excitación	0.09/ 0.5
Te	Constante de tiempo de la excitación	0.2
Ef	Tensión salida de la excitación	V de E
Kf	Ganancia del estabilizador de realimentación del generador	6.3
T'do	Constante de tiempo transitoria de eje directo	6.0
Vm=V3	Tensión en bornes de generador	V de E
$\delta_m = \delta_3$	Ángulo de rotor	V de E
Wm	Velocidad de rotor	V de E
D	Coefficiente de amortiguación	15
Pm	Potencia mecánica	1.0
Pe	Potencia eléctrica generada	Calculada
M	Momento de inercia del rotor	73.9
$\delta = \delta_6$	Ángulo de la barra de carga	V de E
V = V6	Tensión de la barra de carga	V de E
Kqv/ Kqvb/ Kqw	Contantes motor de inducción	-2.8/2.1/-0.03
Kpv/ Kpw	Contantes motor de inducción	0.3/0.4
Pd	Consumo de potencia activa en la barra de carga	Calculada
Qd	Consumo de potencia reactiva en la barra de carga	Calculada
T	Constante de tiempo del motor de inducción	8.5
Po/ Qo	Consumos de potencia activa/reactiva del motor	90/30

A continuación se realiza el estudio del comportamiento dinámico del sistema de potencia propuesto.

4.1.2. Análisis del comportamiento dinámico del sistema. Colapso de tensión

En esta tesis se aborda el problema del análisis de la estabilidad del punto de equilibrio del sistema de potencia, desde la perspectiva de la variación de los parámetros de la carga y de la excitación, utilizando el software de simulación estándar MATCONT. Estudios recientes muestran la capacidad de esta herramienta de simulación para llevar a cabo análisis numéricos (Revel et. al. 2010) y encontrar puntos de bifurcación de Hopf y condiciones límites para un sistema de potencia, de manera más rápida y confiable que mediante métodos de simulación directa (Kobravi, et. al. 2007).

Las condiciones iniciales para el análisis del sistema se obtienen de un flujo de carga, empleando la herramienta Power World Simulator v15; estas condiciones son las siguientes:

$$\delta_m = 0.00444; \quad \omega_m = 1; \quad E_f = 0.00273; \quad V_m = 1.025; \quad \delta = -0.00223; \\ V = 1.0658$$

La respuesta transitoria en el tiempo para cada una de las variables de estado del sistema (δ_m , W_m , E_f , V_m , V y δ) se muestran en las Figuras 4-3 a 4-8.

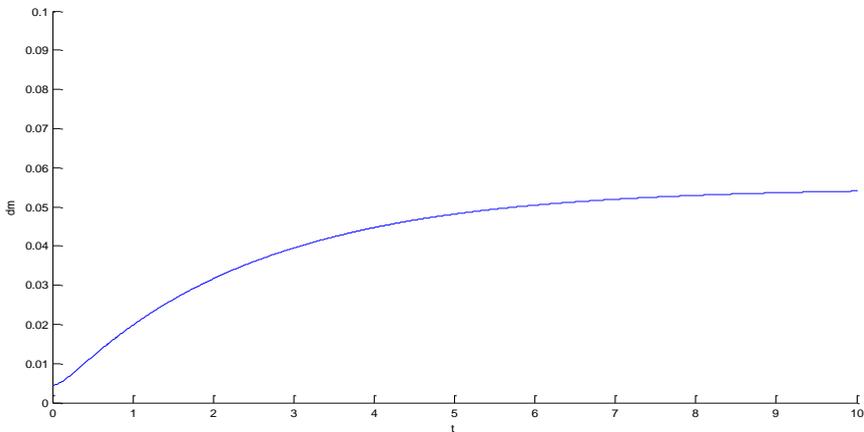


Figura 4-3. Respuesta en el tiempo del ángulo de rotor δ_m

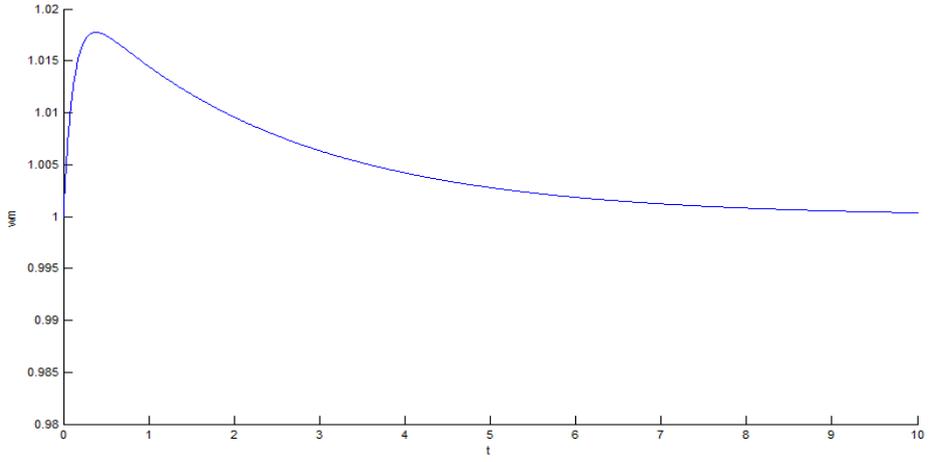


Figura 4-4. Respuesta en el tiempo de la frecuencia W_m

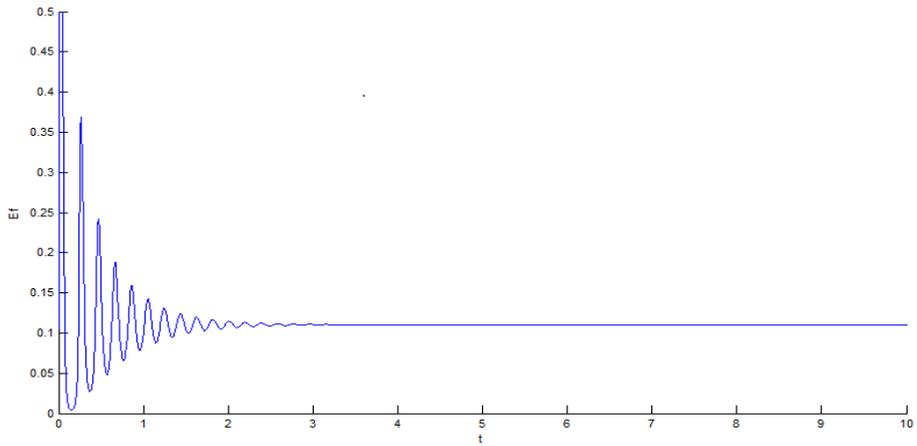


Figura 4-5. Respuesta en el tiempo de tensión salida de la excitación E_f

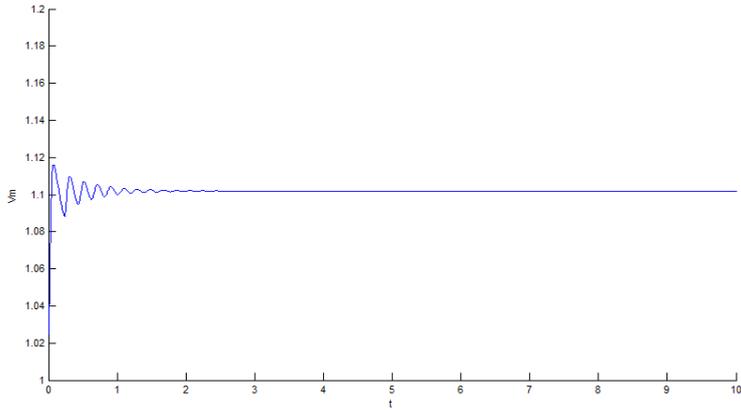


Figura 4-6. Respuesta en el tiempo de la tensión en bornes de generador V_m

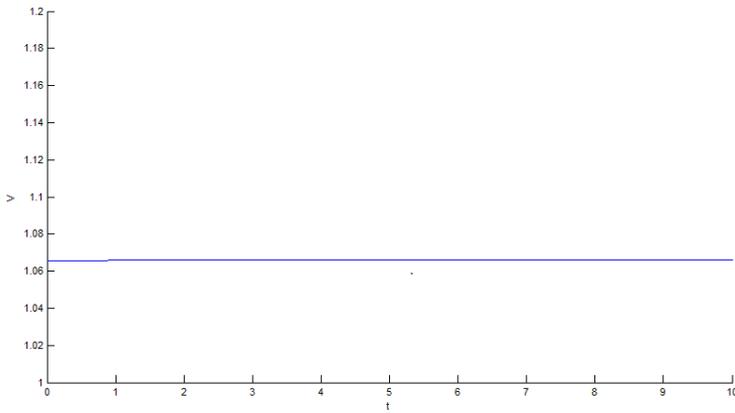


Figura 4-7. Respuesta en el tiempo de la tensión de la barra de carga V

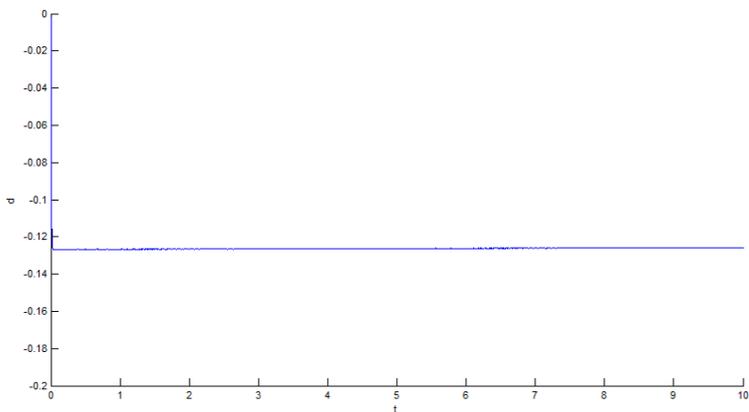


Figura 4-8. Respuesta en el tiempo del ángulo de la barra de carga δ

Las gráficas anteriores muestran respuestas con sobreimpulsos y tiempos de estabilización adecuados para las variables de estado del sistema.

El estudio de los cambios de estabilidad del sistema con respecto a la variación de sus parámetros, se lleva cabo a partir de condiciones de estado estable de los puntos de equilibrio de las variables del sistema, utilizando la herramienta MATCONT. Como se ilustra en la Figura 4-9, el empleo de la variación “lenta” de la carga activa como parámetro para el análisis del comportamiento de los puntos de equilibrio, conduce al colapso de tensión para un valor determinado de carga. El colapso se presenta ante el punto límite (LP) de una bifurcación “saddle” (bifurcación silla) en el nudo de carga.

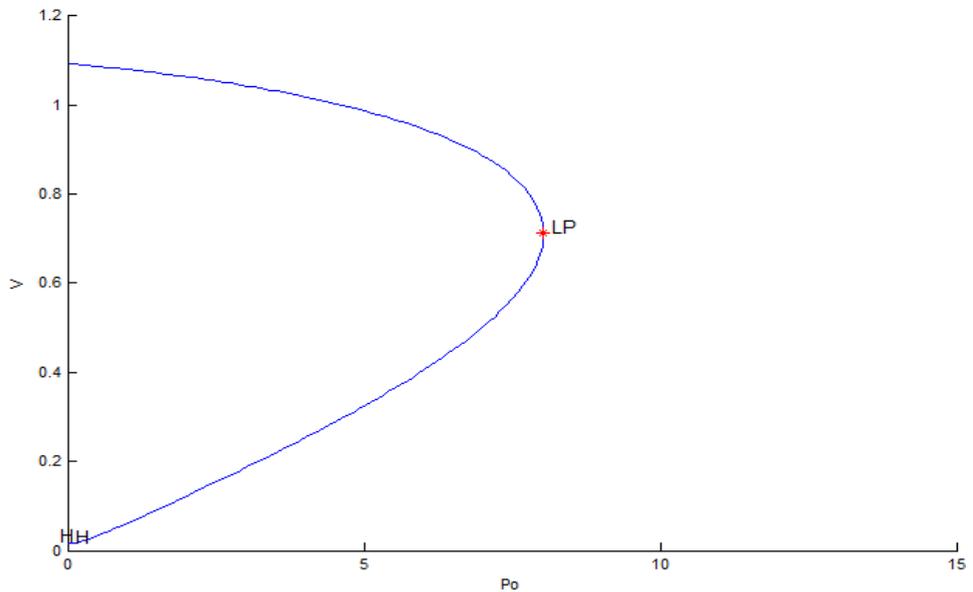


Figura 4-9. Variación de la tensión en la barra de carga vs variación del parámetro de carga activa. Colapso de tensión.

De igual manera, la variación de la carga reactiva conduce al colapso de tensión, como se muestra en la Figura 4-10.

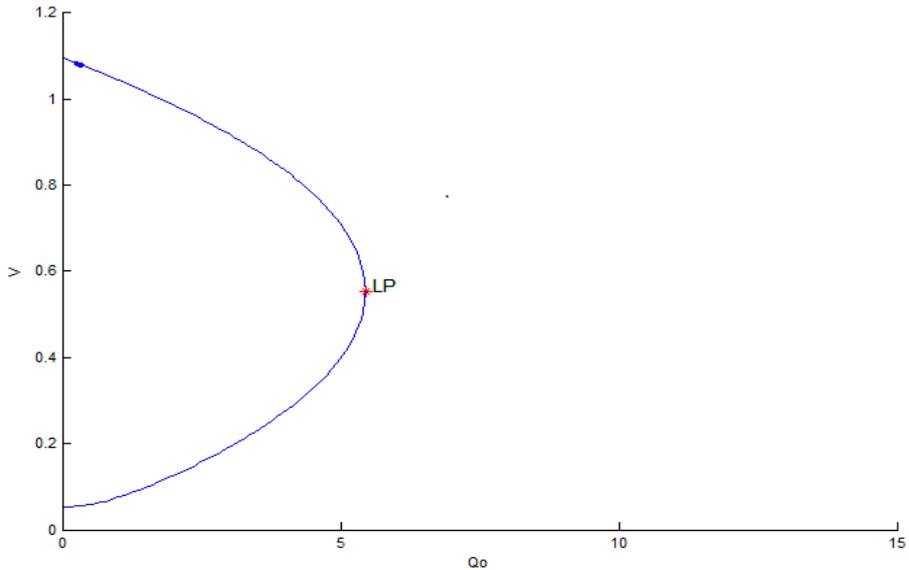


Figura 4-10. Variación de la tensión en la barra de carga vs variación del parámetro de carga reactiva. Colapso de tensión

4.2. Influencia de los límites operativos de los sistemas de excitación en la seguridad del sistema de potencia

Cuando una unidad de generación alcanza su límite de producción/absorción de potencia reactiva, se considera que la barra de generación debe pasar de ser una barra tipo PV a ser una barra tipo PQ; esta nueva condición se interpreta como una barra de carga negativa. Bajo esta nueva condición, la tensión en la barra de generación (o barra de carga negativa) no puede considerarse constante, dado que la potencia reactiva de la unidad de generación permanece en un valor fijo al llegar al límite de su curva operativa. La potencia activa de la unidad puede continuar variando según requerimiento del sistema de potencia. En este caso, para el análisis de la estabilidad de los puntos de equilibrio del sistema bajo estudio, *la potencia activa suministrada por la unidad de generación debe considerarse como un parámetro de carga negativa.*

La gráfica 4-11 muestra las implicaciones que se obtienen cuando una unidad de generación alcanza su límite de absorción/producción de potencia reactiva. Al

permanecer constante el suministro/absorción de potencia reactiva y aumentar la producción de potencia activa de la unidad, se alcanza un valor de carga negativa (potencia entregada por la unidad) que lleva el sistema a un punto de oscilación de baja frecuencia, a causa de una bifurcación de Hopf. Esta es la posible causa de las oscilaciones lentas de potencia que se vienen presentando en algunos mercados de energía eléctrica, tales como el colombiano, que aún no han sido resueltas. En los mercados eléctricos competitivos se viene operando cada vez más en límites del sistema, agotándose el suministro/absorción de potencia reactiva de algunos agentes generadores que no tienen incentivos para ampliar sus límites operativos, conduciendo el sistema a condiciones de inestabilidad. Obsérvese que una condición límite local tal como la descrita, incide en la estabilidad global del sistema de potencia.

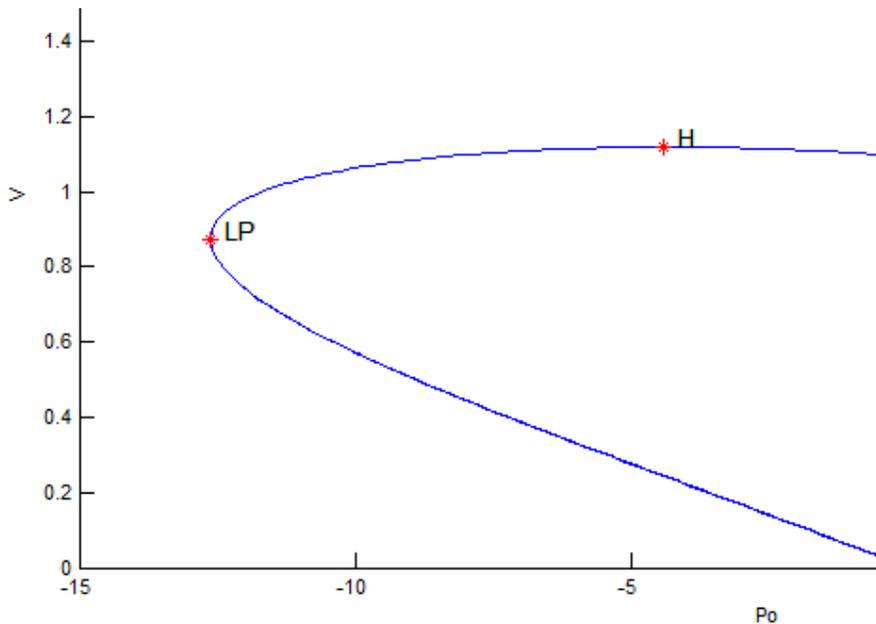


Figura 4-11. Variación de tensión en la barra de generación cuando se alcanzan límites de producción/absorción de potencia reactiva de una unidad

Si se continúa aumentando la potencia activa generada (aumento de carga negativa), se supera la condición de oscilación lenta del sistema, pero se puede llegar al colapso de tensión en la barra de generación (barra de carga negativa), a causa de una bifurcación “saddle”, para un determinado valor de potencia suministrada por la unidad de generación que agotó su suministro/absorción de potencia reactiva.

En el capítulo 5 de esta tesis se propone la minimización del problema del agotamiento de la reserva de potencia reactiva, evitando la condición de carga negativa en la barra de generación, mediante la creación de incentivos de remuneración a la energía reactiva suministrada/absorbida por las unidades de generación que contribuyan a la estabilidad del sistema, estableciendo una correlación entre un índice del margen de estabilidad (índice de Kessel) y el valor útil de la energía reactiva del agente generador.

Sin embargo, los estímulos que se brinden a los agentes generadores para aumentar sus límites operativos de reserva de potencia reactiva, conllevan a nuevos problemas de estabilidad asociados a las características físicas de los sistemas de excitación.

4.3. Puntos límites del soporte de potencia reactiva dinámica

El aumento de la capacidad de suministro/absorción de potencia reactiva de las unidades de generación, está relacionado con la corriente de campo, la cual depende de la tensión de salida de la excitación E_f . A su vez, la tensión E_f es función de la ganancia K_a del controlador, y de los parámetros de ganancia K_e de la excitación y K_f del estabilizador de realimentación del generador. A continuación se presentan los resultados de la variación de los parámetros K_a , K_e y K_f sobre la estabilidad del sistema de potencia.

En la Figura 4-12 se muestra la incidencia de la variación del parámetro K_f sobre la estabilidad del sistema. Para un valor específico de K_f se presenta un

punto de ramificación, que conduce a oscilaciones de la tensión de salida de la excitación, como se ilustra en la figura 4-13.

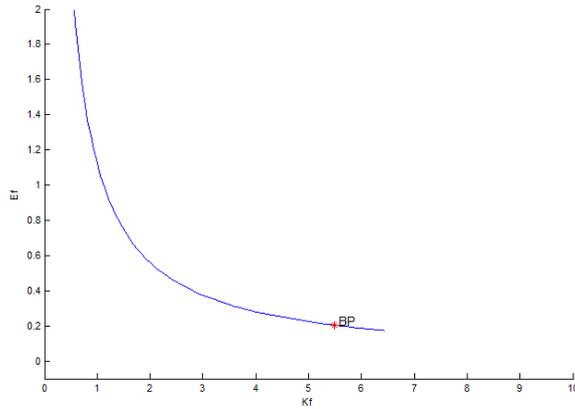


Figura 4-12. Variación de la tensión de salida de la excitación E_f vs variación de la ganancia del estabilizador de realimentación del generador K_f

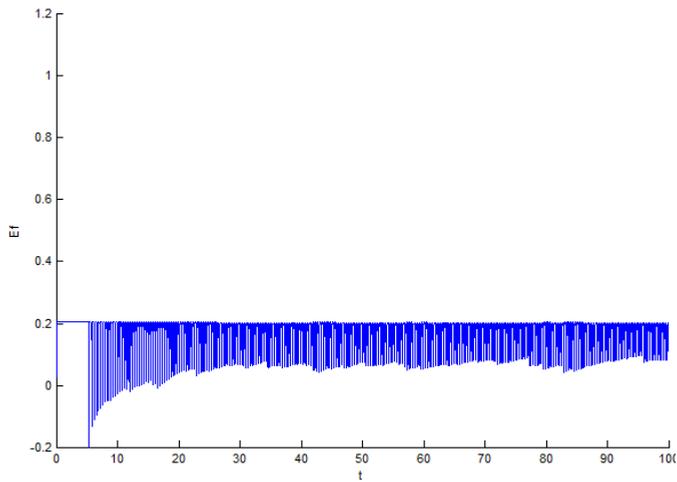


Figura 4-13. Oscilación de la tensión E_f de salida de la excitación en el punto de ramificación.

A su vez, las oscilaciones de la tensión de salida de la excitación, conducen a oscilaciones de la tensión V_m en la barra de generación, como se muestra en la Figura 4-14.

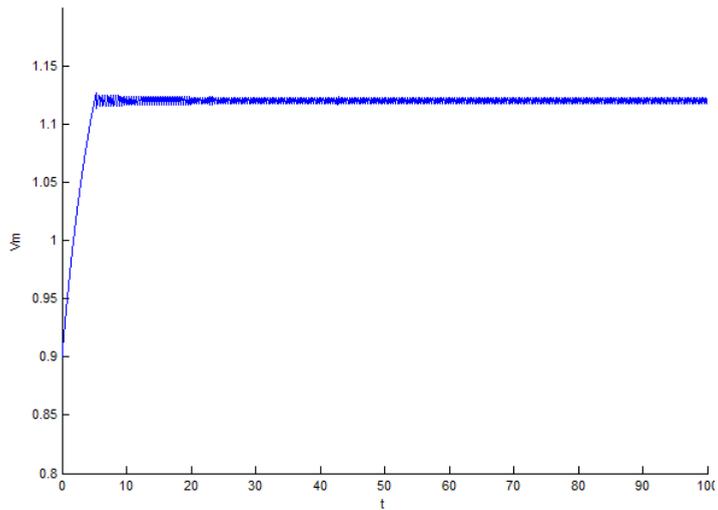


Figura 4-14. Tensión V_m de la barra de generación en el punto de ramificación.

Efectuando el análisis codimensional de la tensión de excitación contra las ganancias del controlador K_a y de la excitación K_e se encuentra que, para valores tendientes a cero de las ganancias combinadas K_a y K_e , la respuesta de la tensión excitación es inestable debido a las oscilaciones lentas causadas por una bifurcación de Hopf, e incluso se aprecia que puede llegarse a un colapso en la tensión de excitación, como consecuencia de una bifurcación “saddle” cercana a la bifurcación de Hopf. En la medida que aumenta la ganancia combinada, se halla una nueva bifurcación de Hopf, presentándose de nuevo oscilaciones lentas en la tensión de excitación. La Figura 4-15 ilustra los resultados del análisis codimensional.

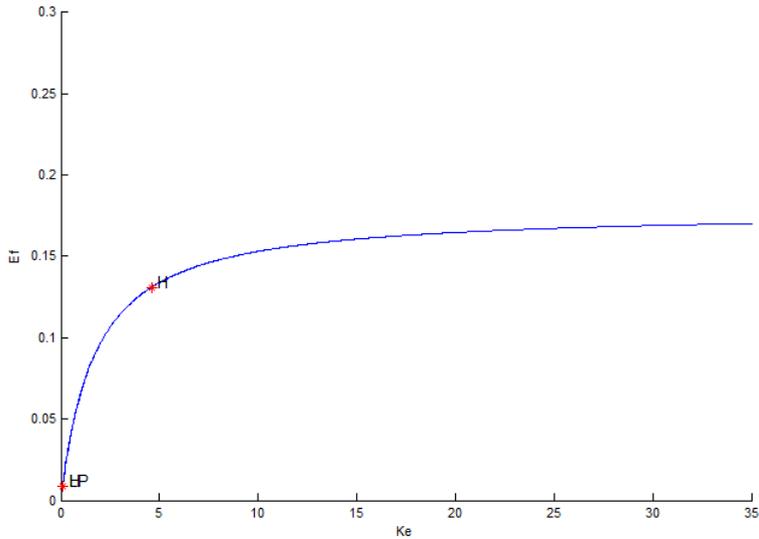


Figura 4-15. Variación de la tensión de excitación vs ganancia combinada Ke-Ka

El comportamiento dinámico de la tensión de excitación ante las variaciones de la ganancia combinada Ke-Ka se refleja en la tensión de la barra de generación V_m . En la Figura 4-16, se muestra el análisis codimensional de la tensión en la barra de generación contra las ganancias del controlador Ka y de la excitación Ke.

Las oscilaciones lentas que se presentan en la barra de generación, a causa de las bifurcaciones de Hopf que surgen para determinados valores de las ganancias combinadas Ke-Ka, inducen inestabilidad en el sistema de potencia. De igual manera, el colapso de tensión en la barra de generación que puede presentarse como consecuencia de la bifurcación saddle, próxima a la bifurcación de Hopf que aparece para valores cercanos a cero de la ganancia combinada Ke-Ka, puede conducir al colapso completo del sistema de potencia.

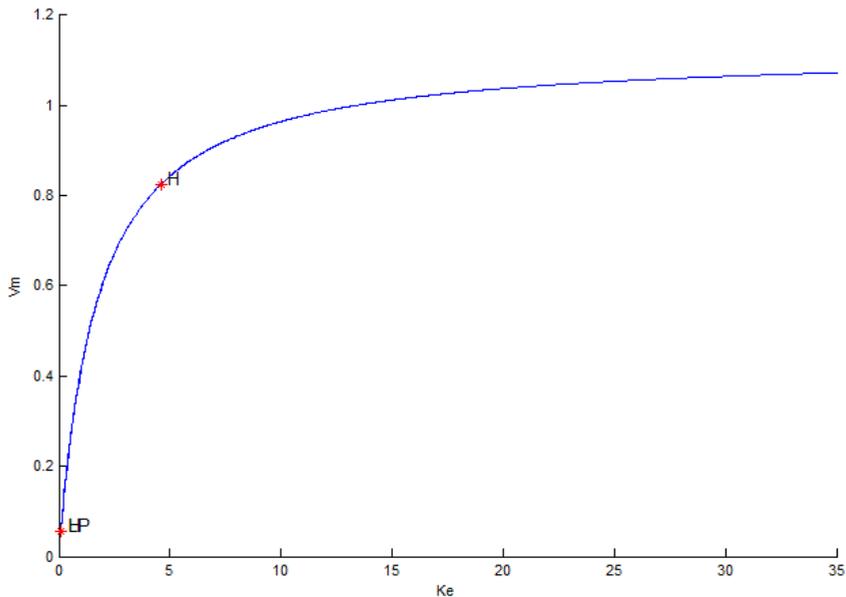


Figura 4-16. Variación de la tensión de generación vs ganancia combinada Ke-Ka

4.4. Caso de estudio: oscilaciones en el sistema de potencia colombiano

En esta sección se presenta, como aplicación del impacto que tiene la condición de carga negativa en la estabilidad de los sistemas eléctricos de potencia, el caso de estudio de las oscilaciones lentas de frecuencia que se viene presentando en el sistema eléctrico de potencia de Colombia desde el año 2008 y que aún se continúan presentando. La presentación del caso de estudio pretende contribuir a su solución.

4.4.1. Descripción del sistema de potencia colombiano

La red de transporte del sistema interconectado nacional de Colombia está conformada por las redes de transporte regional (Sistemas de Transmisión Regional o STR), las redes de transporte local (Sistemas de Distribución Local o SDL), los generadores y los grandes consumidores. Como se ilustra en la Figura 4-17, los subsistemas STR y SDL son redes menores de 220kV, con coberturas

regional y municipal o local, respectivamente. El STN, conjuntamente con las redes mayores de 230kV, conforman el Sistema Interconado Nacional (SIN) de Colombia.

El SIN está organizado por áreas y sub-áreas eléctricas. El SIN está conformado por seis (6) áreas eléctricas (Caribe1, Caribe2, Nordeste, Oriental, Antioquia-Chocó-San Carlos y Suroccidente), como se muestra en la Figura 4-18. Colombia se interconecta con Ecuador y Venezuela a través de las áreas eléctricas Suroccidente y Caribe1, respectivamente.

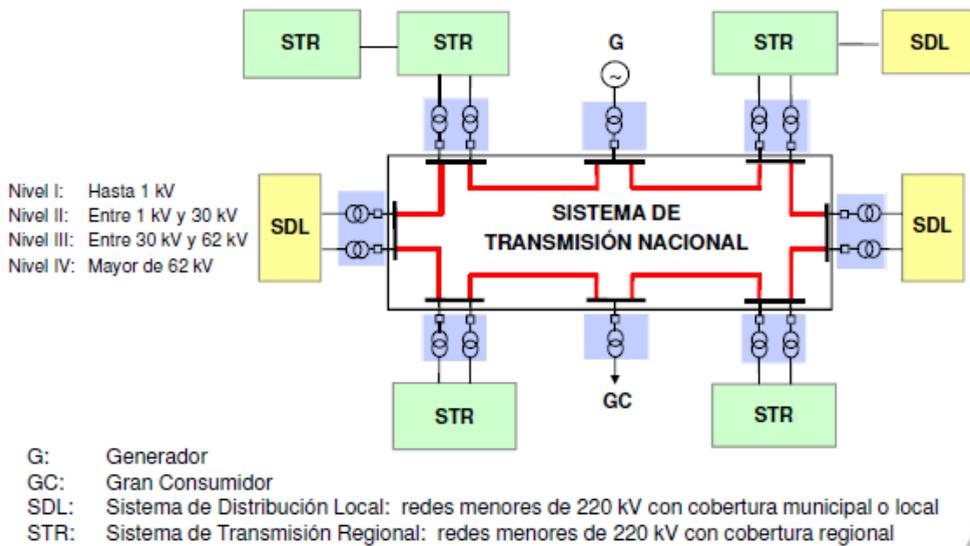


Figura 4-17. Red de Transporte del Sistema Interconectado Nacional (SIN) de Colombia.
Fuente: XM

Áreas y subáreas del SIN



Figura 4-18. Áreas y sub-áreas eléctricas del sistema colombiano. Fuente: XM

Los flujos, la demanda característica y la reserva de potencia de cada área eléctrica se indican en la Figura 4-19. La demanda nacional de potencia en Colombia se cubre básicamente con generación hidráulica, con una participación del 63%; la generación térmica participa con un 32% y el resto de la demanda de potencia se cubre con un 5% distribuido entre plantas menores de generación y cogeneradores, como se muestra en la Figura 4-20. Seis (6) agentes de generación poseen el 84% de la capacidad instalada en el país.

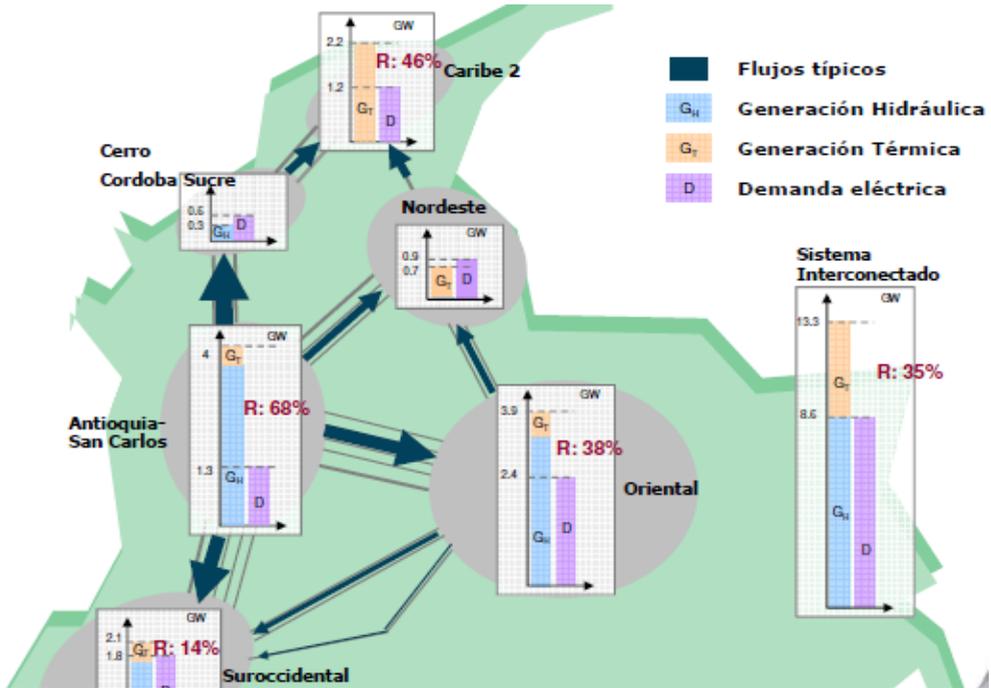


Figura 4-19. Flujos y demanda típicos de cada área eléctrica. *Fuente:* XM

Las áreas Antioquia-San Carlos, Oriental, Suroccidental y Caribe2 son autosuficientes para cubrir su propia demanda, con reservas de potencia del 68%, 38%, 14% y 46%, respectivamente. Las áreas Caribe1 y Nordeste son deficitarias en reserva de potencia y, por consiguiente, son áreas permanentemente importadoras de potencia. Las áreas Caribe2 y Suroccidental, aunque pueden abastecer su propia demanda, típicamente son también áreas importadoras, dado los altos costes de la generación térmica comparados con los costes de la generación hidráulica.

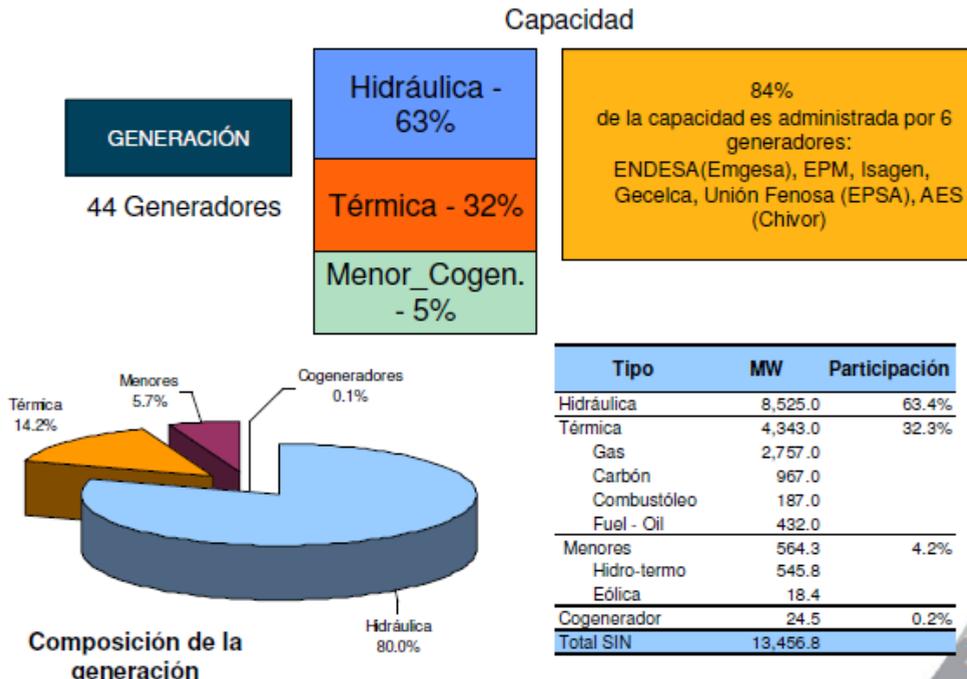


Figura 4-20. Composición de la generación en Colombia. *Fuente:* UPME

En la Figura 4-21 se muestra el comportamiento de la demanda acumulada de energía durante el período comprendido entre los años 1995-2009. La demanda de energía es cubierta en un 80% por generación hidráulica, en un 14% por generación térmica, en un 5.7% por plantas menores y en 0.1% por cogeneradores.

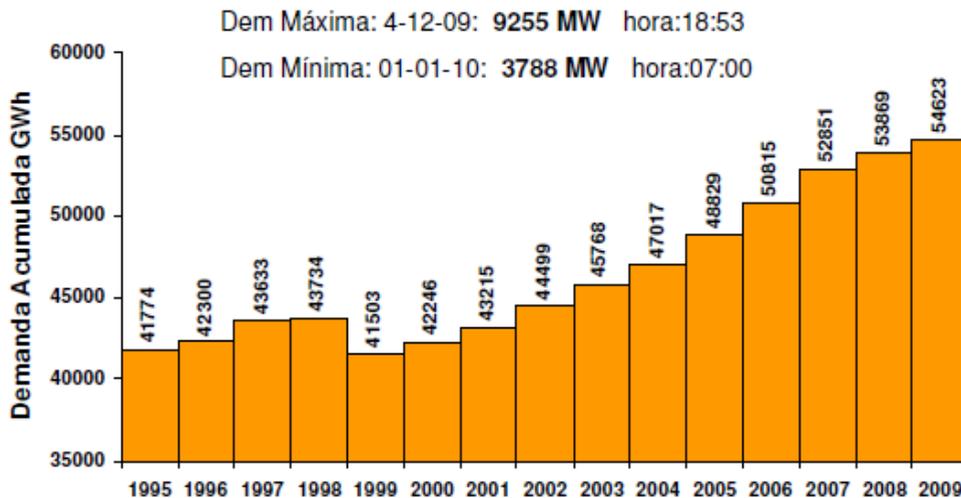


Figura 4-21. Comportamiento de la demanda en Colombia 1995-2009. Fuente: UPME

A partir del año 2000 puede observarse un crecimiento sostenido de la demanda, que continúa presentándose hasta el momento.

4.4.2. Oscilaciones en el sistema de potencia colombiano

Desde el año 2008 se vienen presentando oscilaciones de baja frecuencia en el sistema eléctrico de potencia de Colombia. Aunque se han realizado acciones para resolver el problema, éste no ha sido resuelto satisfactoriamente.

En la Figura 4-22 se muestra el evento de oscilación registrado el 19-08-2008, que tuvo una duración aproximada de 90 minutos, con una frecuencia del orden de 0.5 Hz.

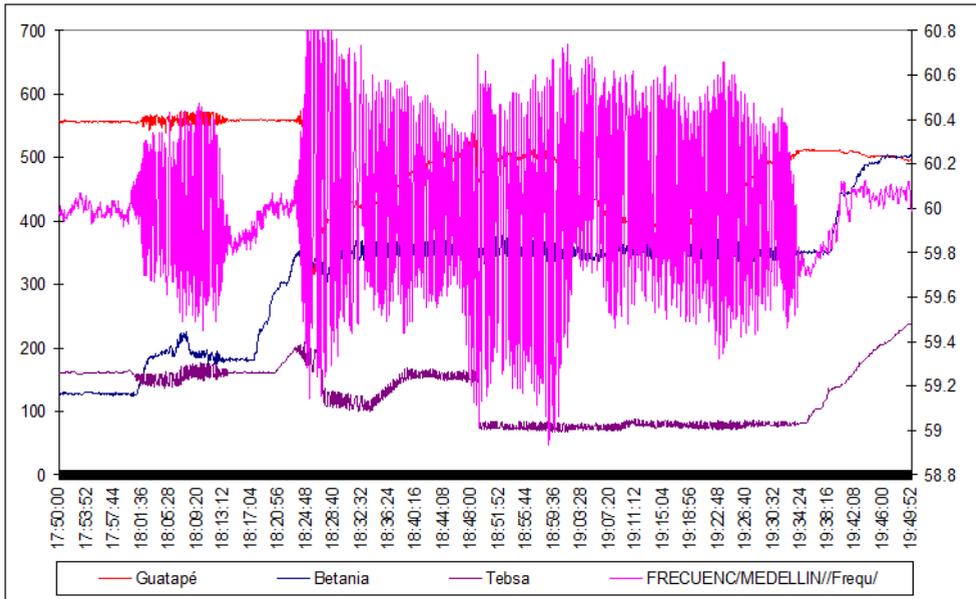


Figura 4-22. Oscilación del 19-08-2008. Fuente: XM

En la Figura 4-23 se indica la generación programada de las plantas hidráulicas para las 18:00 horas de la fecha antes señalada, tanto en MW como en porcentaje. Se estima que a esta hora se inicia el evento de oscilación.

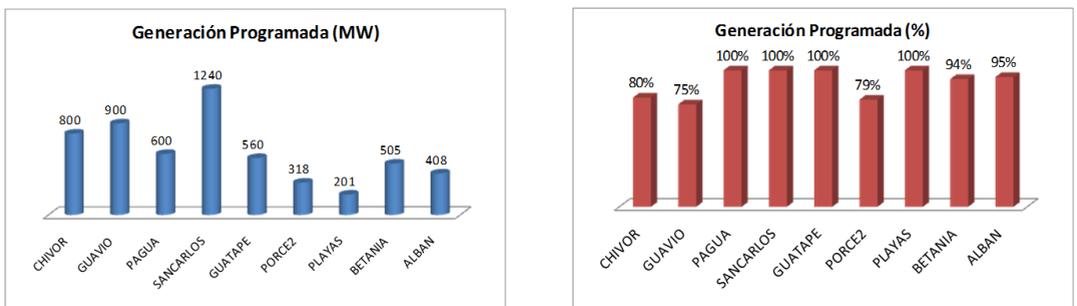


Figura 4-23. Generación programada para el 19-08-2008 a las 18:00. Fuente: XM

Puede observarse que las plantas de generación Pagua, San Carlos, Guatapé y Playas tienen despachos programados cercanos al 100% de su capacidad

nominal, y que los despachos programados para Betania y Albán están muy cercanos a su máxima capacidad nominal. Normalmente en este punto de operación, la reserva de potencia reactiva es cero para estas plantas o unidades y las barras de generación deben considerarse como barras de carga negativa. Además, el aporte de potencia reactiva en el área Antioquia-San Carlos lo realizan las unidades de generación de las centrales Guatapé y Playas, mientras que la central San Carlos normalmente no brinda aportes de potencia reactiva por encima del punto de operación nominal de sus unidades. En el área Oriental la situación es similar, donde Chivor y Guavio aportan potencia reactiva al sistema, mientras que Betania solo brinda aportes de potencia reactiva al valor de su punto nominal de operación. Bajo estas condiciones, *las barras de generación de San Carlos y Betania, en general, deben considerarse como barras de cargas negativas.*

En los minutos previos a la aparición de la oscilación lenta de frecuencia, Guatapé ya se encontraba generando a su máxima capacidad (560 MW), mientras que Betania se encontraba generando aproximadamente 170 MW. Betania inicia su excursión de potencia a partir de los 170 MW, buscando alcanzar los 500 MW programados para la hora 18:00. Al pasar durante su excursión de potencia por 330 MW, la frecuencia del sistema entra en un ciclo límite de oscilación sostenida, ciclo que solo se rompe cuando la generación de Betania supera los 330 MW.

En los años 2008 y subsiguientes se han continuado presentando oscilaciones en el sistema de potencia colombiano. En los diferentes eventos se puede realizar un análisis similar, concluyéndose que la inducción de las oscilaciones obedece a unidades o plantas de generación que no poseen reserva de potencia y que sus puntos de conexión se constituyen en nudos de carga negativa.

En la Figura 4-23 se ilustra la oscilación presentada recientemente el 03-04-2012, con una frecuencia aproximada de 0.5 Hz. Aunque algunas acciones tomadas han permitido amortiguar la amplitud de las oscilaciones, estas no han sido eliminadas del sistema.

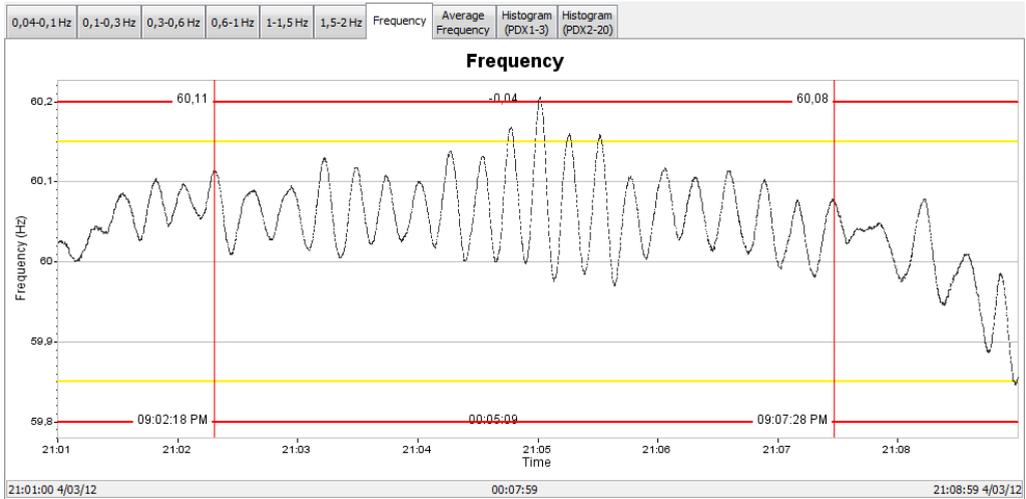


Figura 4-24. Oscilación del 04-03-2012. Fuente: XM

En la Figura 4-25 se observa la potencia en MW vs la frecuencia para la generación total de Guavio, entre las 20:55 horas hasta las 21:12 horas; en esta se muestra que pasó de 1153 MW en las 21:02 horas a 1214 MW, su máxima potencia, a las 21:07 horas, aumentado 61 MW para el período de duración de la oscilación.

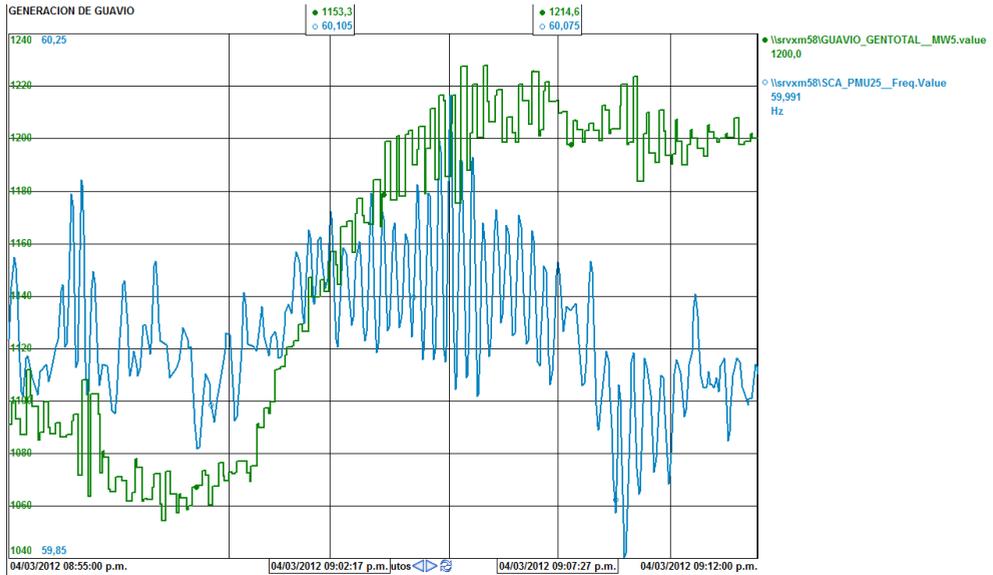


Figura 4-25. Generación total de Guavio para el 04-03-2012. Fuente: XM

En la Figura 4-26 se muestra que ese incremento de generación se realizó con las unidades 1 y 3, que cambiaron de 212 MW a 235 MW y de 218 MW a 239 MW, respectivamente.

Estas unidades agotan sus reservas de potencia reactiva, para buscar su máxima generación de potencia. Al pasar las unidades 1 y 3 durante su excursión de potencia por 231 MW, la frecuencia del sistema entra en un ciclo límite de oscilación sostenida, ciclo que solo se rompe cuando la generación de las unidades 1 y 3 superan, cada una, los 231 MW.

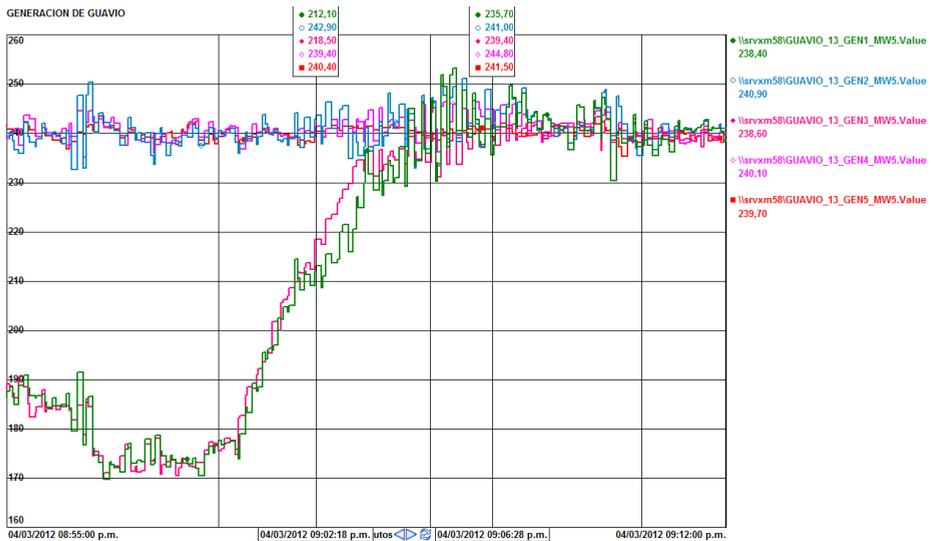


Figura 4-26. Generación por unidad de Guavio para el 04-03-2012. Fuente: XM

4.5. Análisis y discusión de resultados

Del análisis realizado para el fenómeno de oscilaciones que se viene presentando en el sistema eléctrico de potencia de Colombia, puede observarse en general que estas oscilaciones aparecen en los períodos de cambio del despacho de potencia. En efecto, cuando las unidades o plantas presentan cambios en su generación debido a la programación del nuevo período de despacho, las excursiones de potencia que realicen bajo la condición de haber agotado su reserva de potencia reactiva conducen a inestabilidad del sistema, dada su condición de barra de carga negativa.

El fenómeno oscilatorio se agudiza más durante los períodos de alta precipitación pluvial, dado que prácticamente todo el parque de generación hidráulica se despacha para generar aproximadamente al 100% de su potencia nominal, punto de operación en el que prácticamente se agotan las reservas de potencia reactiva dinámica de estas plantas, y las barras de generación de las centrales hidroeléctricas pasan a ser barras de carga negativa, que conducen a oscilaciones sostenidas de baja frecuencia.

4.6. Conclusiones

Los límites operativos de los sistemas de excitación de las unidades de generación tienen una influencia directa sobre la estabilidad del sistema de potencia, cuando estas unidades alcanzan su límite de producción/absorción de potencia reactiva, al pasar las barras de generación tipo PV a ser barras de carga negativa tipo PQ.

Para un determinado valor de producción de potencia activa de una unidad que haya alcanzado su límite de producción/absorción de potencia reactiva, se alcanza un valor de carga negativa (potencia entregada por la unidad) que lleva el sistema a un punto de oscilación de baja frecuencia, a causa de una bifurcación de Hopf. Una condición límite local tal como la descrita, incide en la estabilidad global del sistema de potencia.

Se propone un método de análisis alternativo para el estudio de las causas de las oscilaciones lentas de potencia que se vienen presentando en el sistema eléctrico colombiano, del cual se concluye que tales oscilaciones obedecen a bifurcaciones de Hopf que se presentan para determinadas condiciones de operación del sistema, cuando ciertas barras de generación pasan a ser barras de carga negativa por agotamiento de las reservas de potencia reactiva de las plantas de generación hidráulicas. Estas condiciones de inestabilidad local ocurren en los cambios de períodos en los que una unidad de generación que agotó su reserva de potencia reactiva, realiza una excursión de carga negativa que pasa por un punto operativo asociado a una bifurcación de Hopf, que tiene implicaciones en la estabilidad global del sistema.

Los parámetros de ganancia K_a del controlador, y de las ganancias K_e de la excitación y K_f del estabilizador de realimentación del generador, inciden directamente en la estabilidad del sistema de potencia al presentarse puntos de ramificación para ciertos valores de K_f , y bifurcaciones de Hopf para determinados valores de la ganancia combinada K_e - K_a .

El operador del sistema de potencia debe garantizar la prestación del servicio complementario de control de tensión/potencia reactiva dinámica, evaluando que no se agoten las reservas de potencia reactiva de las unidades de generación, con el objeto de evitar que las barras de generación se conviertan en nudos de carga negativa, los cuales pueden conducir a oscilaciones del sistema como consecuencia de puntos operativos en que se presentan bifurcaciones de Hopf. Se debe buscar, por tanto, mecanismos para incentivar el margen de reserva de producción/absorción de potencia reactiva de las unidades de generación. Un agente que participe en el mercado de energía con fuertes restricciones en su curva de operación para producir/absorber potencia reactiva, no podrá aumentar su potencia activa, aunque por mérito resulte despachado, cuando alcance su límite de PR y su punto de conexión pase de ser un nudo PV a un nudo PQ.

4.7. Aportaciones del capítulo

En este capítulo se demuestra que las unidades de generación que agotan sus reservas de potencia reactiva deterioran la seguridad de sistema al propiciar oscilaciones que son originadas por bifurcaciones de Hopf, las cuales se presentan en determinados puntos de operación de carga negativa.

Así mismo se presenta en este capítulo la incidencia que tiene la variación de los parámetros del sistema de excitación sobre la estabilidad del sistema de potencia. Las variaciones de estos parámetros conducen a puntos de ramificación y bifurcaciones de Hopf.

Se aporta en esta tesis un método de análisis alternativo para el estudio de las oscilaciones lentas de potencia, del orden de 0.5 Hz, mediante el cual se concluye que estas oscilaciones globales, consideradas típicamente electromecánicas, pueden ser inducidas por oscilaciones locales de unidades de generación que han agotado su reserva de potencia reactiva y que alcanzan un punto operativo de carga negativa, asociado a una bifurcación de Hopf.

Por último, se realiza un aporte al estudio de las oscilaciones que se vienen presentando en el sistema eléctrico de potencia de Colombia, mediante la aplicación del método de análisis alternativo propuesto en esta tesis. Este método alterno permite explicar la formación de las oscilaciones de baja frecuencia en el sistema colombiano, como una consecuencia de las unidades de generación que, habiendo agotado su reserva de potencia reactiva, continúan suministrando energía al sistema como cargas negativas.

CAPÍTULO 5.

Nueva metodología para la valoración y asignación de la prestación del servicio complementario de control de tensión/soporte de potencia reactiva dinámica

Como se indicó en el Capítulo 3 de esta tesis, el servicio complementario de Control de Tensión y Soporte de Potencia Reactiva (CT/SPR) se requiere para mantener los niveles de tensión dentro de unos valores aceptables a través de toda la red de transporte del sistema de potencia, tanto bajo condiciones normales como bajo condiciones de contingencia, permitiendo a su vez mejorar las condiciones técnicas y de operación del sistema, y minimizando las restricciones con el objeto de permitir el libre acceso de los agentes del mercado a la red de transporte.

Dado que las tensiones del sistema de potencia son sensibles al suministro/absorción de potencia reactiva que las controla, el Operador del Sistema (OS) debe tener la suficiente disponibilidad de recursos de potencia reactiva, para proteger el sistema contra fallos y compensar la potencia reactiva que consumen/suministran tanto las cargas como el propio sistema de transporte. La obtención adecuada de recursos para la prestación de los servicios de suministro/absorción de potencia reactiva es esencial en los sistemas eléctricos de potencia para garantizar su operación segura y fiable. Es responsabilidad del

OS determinar las necesidades de despacho de potencia reactiva en tiempo real e identificar las necesidades de provisión de largo plazo.

Tradicionalmente el servicio complementario de CT/SPR se ha prestado del lado del suministro por las unidades de generación. La participación de la demanda en el control de tensión se ha limitado a condiciones de contingencias, mediante programas de desconexión de cargas. Sin embargo, dado que los niveles de tensión en las barras de carga están directamente relacionados con los consumos (tanto de potencia real como de potencia reactiva) locales de la demanda, su participación en la prestación del servicio complementario de CT/SPR surge de manera natural. La participación de los consumidores como proveedores del servicio complementario de CT/SPR permite una mayor oferta de este servicio, que mejora la competencia y contrarresta el ejercicio de poder de mercado por el carácter local de la potencia reactiva.

En este capítulo se propone, demuestra, desarrolla y evalúa un nuevo método para valorar la prestación del servicio complementario de CT/SPR desde fuentes de generación. En el Capítulo 6 se valora la prestación del servicio complementario de CT/SPR por parte de los consumidores, empleando el método que se desarrolla en el presente capítulo y correlacionándolo con el coste de oportunidad del lado de la demanda.

La insuficiencia de potencia reactiva puede conducir al colapso de tensión. Con el objetivo de prevenir la ocurrencia del colapso de tensión, se requiere predecir en tiempo real las condiciones de operación del sistema de potencia, con un alto grado de fiabilidad. Tradicionalmente se han empleado los métodos basados en las curvas P-V y V-Q para tal efecto; también se han utilizado los métodos de continuación, que brindan un cálculo más preciso del margen de estabilidad que los anteriores (Pirayesh et. al. 2005, Pama&Radman 2009), para obtener una aproximación en estado estable de los límites de operación segura del sistema de potencia. (Echavarrren, Lobato & Rouco 2009) presentan un análisis de la inestabilidad inmediata causada por fenómenos de saturación de la generación de potencia reactiva. Algunos métodos basados en algoritmos genéticos y lógica borrosa permiten el cálculo aproximado en línea del margen de estabilidad

(Berizzi et. al. 2009, Mohammadi&Gharehpetian 2009), pero no son adecuados para asociarlos al valor útil de la producción/absorción y de la reserva de potencia reactiva dinámica, esencial para la seguridad del sistema de potencia en mercados competitivos.

Con las recientes aplicaciones de las PMUs se han propuesto diferentes métodos para el vigilancia de la estabilidad de tensión y la determinación de índices de estabilidad de tensión. Wang, Li y Lu (Wang, Li & Lu 2009) emplean un modelo equivalente del sistema que incluye tanto los efectos de la red local, como los efectos del sistema fuera de la red local, y definen un índice de estabilidad de nudo que denominan “índice del colapso de tensión de nudo equivalente” – el cual se basa en un modelo equivalente del sistema – usando únicamente fasores de tensión local. Ajarapu y Leonardi (PSERC 2010) se enfocan en el desarrollo de una herramienta de vigilancia en línea de la estabilidad de tensión, haciendo uso de las medidas fasoriales disponibles en las PMUs para estimar la proximidad al colapso de tensión mediante el desarrollo de modelos de regresión multi – lineal que correlacionan la cantidad de reserva de potencia reactiva de algunos generadores críticos, con el margen de estabilidad de tensión del área o del sistema. Sin embargo, las técnicas desarrolladas para determinar el índice de estabilidad de tensión utilizando PMUs no estiman el margen de estabilidad de tensión disponible (en MW) en el sistema; de otro lado, las técnicas de estimación usando PMUs requieren de algunos supuestos, como definir nudos críticos de generación, cuyos criterios de definición son vagos o ambivalentes. Por lo anteriormente expuesto, las técnicas desarrolladas recientemente para el vigilancia de la estabilidad de tensión y para la determinación de índices de estabilidad de tensión utilizando PMUs, tampoco son adecuadas para establecer el valor útil de la producción/absorción y de la reserva de potencia reactiva dinámica.

En el capítulo anterior de esta tesis se investigó la influencia que tienen los límites operativos de los sistemas de excitación de las unidades de generación sobre la seguridad de los sistemas eléctricos de potencia. En particular se demostró que, una vez agotada la reserva de capacidad de suministro/absorción de potencia reactiva, las fuentes de PRD pueden llevar el sistema de potencia a

condiciones de inestabilidad por oscilaciones sostenidas de baja frecuencia, e incluso a su colapso completo, como consecuencia del cambio de configuración de los nudos de conexión de estas fuentes, al pasar de barras de generación (PV) a barras de carga (PQ) negativa.

De igual manera se demostró en el capítulo anterior que el aumento de los límites operativos de los sistemas de excitación, está restringido para determinados valores de los parámetros del controlador de excitación, de la excitación y del generador, que pueden llevar el sistema a condiciones de inestabilidad.

Una vez investigado el comportamiento físico del soporte de PRD proveniente de fuentes de generación, se requiere, entonces, de un índice cuantitativo que pueda representar el valor de utilidad de la producción de potencia reactiva de cada uno de los productores. Este índice debe medir esencialmente la importancia relativa de la fuente de PRD y no debiera tener relación directa con los costes de capital o de oportunidad de estas fuentes: Una fuente puede tener un alto coste, pero un bajo valor de utilidad. En esta tesis se realiza la valoración de la producción y de la reserva de la PRD mediante su contribución al sostenimiento o a la disminución efectiva del índice de estabilidad de tensión, con el objetivo de robustecer la seguridad del sistema de potencia, minimizar los riesgos del colapso de tensión y de la escasez de reserva de PRD.

Reportes anteriores han utilizado el índice “L” propuesto por (Kessel & Glavitsch 1986), el cual ha encontrado especial interés en diferentes investigaciones por su simple y rápida solución, y por su claro significado físico, para calcular el margen de estabilidad de tensión. (Huang&Nair 2001) lo emplean como criterio para evaluar la condición óptima de deslastre de carga; (Aboreshaid&Billinton 1999) lo utilizan en un método de cálculo probabilístico del margen de estabilidad de tensión, mientras que (Moghavvemi&Faruque 1999) aplican el índice “L” para la vigilancia en línea de la seguridad del sistema de potencia, y (Jia et. al. 2005) plantean aspectos de mejoras al índice, con base en diferentes modelos de la carga.

El índice “L” propuesto por Kessel y Glavitsch varía entre cero y la unidad, con base en la información de un flujo de carga normal y considerando las tensiones de las unidades de generación constantes, tanto en amplitud como en fase, mostrando la tendencia del sistema hacia una situación crítica con una muy rápida velocidad de cálculo, que lo hace conveniente para su empleo en aplicaciones de tiempo real. Además, se ha probado su excelente desempeño considerando las dinámicas de los generadores, compensadores y cambiadores de tomas bajo carga (PSERC 2002), representando adecuadamente el comportamiento dinámico del sistema de potencia. El índice “L” es capaz de seguir continuamente la dinámica de un colapso de tensión, cuando este se encuentra en progreso.

Por las características anteriormente enunciadas, en esta tesis se emplea el índice algebraico de Kessel y Glavitsch, como base para el cálculo de la valoración de la producción y la reserva de PRD, y con el objetivo de minimizar los riesgos asociados a un colapso de tensión y realizar una gestión eficiente para la prestación del servicio complementario de CT/SPR. El supuesto implícito en el índice de Kessel de que las amplitudes y fases de las tensiones de las unidades de generación permanecen constantes, es superado mediante los hallazgos encontrados en esta tesis sobre el comportamiento de los nudos PV que pasan a ser nudos PQ como consecuencia de los límites de saturación de las unidades de generación para la absorción/producción de potencia reactiva.

Así mismo, recientemente se ha presentado un marcado interés en la investigación de los problemas de seguridad de los sistemas eléctricos de potencia en mercados competitivos, particularmente en los problemas asociados con la estabilidad y el colapso de tensión, luego de los apagones de USA-Canadá (14 de Agosto de 2003), Londres (19 de Agosto de 2003), Dinamarca y Suecia (Septiembre 23 de 2003) e Italia (Septiembre 30 de 2003). Sin ser la causa directa, estos eventos en general están asociados al agotamiento de las reservas de potencia reactiva dinámica, sin las cuales no es posible sostener la estabilidad del sistema. Este agotamiento obedece principalmente a que no existe un mecanismo de remuneración para la prestación del servicio complementario de CT/SPRD, que estimule a los agentes de generación a

efectuar inversiones para ampliar sus márgenes de PRD en las curvas de operación de sus unidades y que, a la vez, le permita al operador del sistema de potencia (OS) minimizar los riesgos asociados al colapso de tensión, y remunerar de forma eficiente la prestación del servicio de CT/SPRD. En esta tesis se propone y demuestra la aplicación de un novedoso método para la valoración y remuneración de la prestación del servicio de CT/SPRD, considerando la compra del servicio como una opción financiera por parte del OS y desarrollando el método mediante la modificación de la ecuación de Black-Scholes y su correlación con el índice L.

El capítulo está organizado de la siguiente manera. En la sección 5.1 se formulan el índice algebraico de estabilidad de tensión de Kessel y la distancia al colapso de tensión; la validez del índice L y del cálculo de la distancia al colapso, para representar adecuadamente la estabilidad y los riesgos de seguridad del sistema de potencia, se demuestran aplicándolos al sistema de prueba WSCC9. En la sección 5.2 se formula un novedoso método para la valoración de la prestación del servicio de PRD, con base en la adaptación de la ecuación de Black-Scholes y del índice L; el método se aplica al sistema de prueba WSCC9 y finalmente en la secciones 5.3 y 5.4 se presentan las conclusiones y aportaciones del capítulo.

5.1. Formulación del índice algebraico de Kessel de estabilidad de tensión

Para un sistema de potencia de “n” barras, constituidas por los conjuntos $\alpha L = \{1, 2, \dots, nL-1, nL\}$ de barras de carga y $\alpha G = \{nL+1, nL+2, \dots, n-1, n\}$ de barras de generación, donde nL es el número de barras de carga, se puede obtener el siguiente sistema híbrido de ecuaciones:

$$\begin{bmatrix} V^L \\ I^G \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} I^L \\ V^G \end{bmatrix} = H \begin{bmatrix} Z^{LL} & F^{LG} \\ K^{GL} & Y^{GG} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I^L \\ V^G \end{bmatrix} \quad (5.1)$$

Donde ZLL, FLG, KGL y YGG son sub matrices de la matriz híbrida H; VG, IG, VL, IL son vectores de tensión y corriente de las barras PV de generación y

PQ de carga. Para cualquier barra de carga $j \in \alpha_L$, se define el índice de estabilidad L_j como

$$L_j = \left| 1 - \frac{\sum_{i \in \alpha_G} F_{ji} \cdot V_i}{V_j} \right| \quad (5.2)$$

Tal que

$$L = \max_{j \in \alpha_L} \{L_j\}, 0.0 \leq L \leq 1.0 \quad (5.3)$$

El indicador L es una medida cuantitativa para estimar la distancia del punto real de operación del sistema, al límite de estabilidad. Los indicadores locales L_j permiten determinar aquellos nudos a partir de los cuales puede originarse un colapso de tensión.

Dada la relación lineal entre el índice L y la distancia al colapso de tensión, en esta tesis se establece una expresión directa para el cálculo de la distancia al punto de colapso, tanto en MW como en MVAR, para cualquier barra de carga. Esta distancia al colapso está dada por la expresión:

$$DC(MW) = MW_j * (1 - L_j)/L_j \quad (5.4)$$

$$DC(MVAR) = MVAR_j * (1 - L_j)/L_j \quad (5.5)$$

5.1.1. Caso de estudio 1: Aplicación del índice “L” al sistema WSCC9

En esta sección se utilizará el cálculo del índice L con el objeto de analizar su impacto y probar su validez para representar la estabilidad y los riesgos de seguridad del sistema de potencia. El caso de estudio se llevará a cabo sobre el sistema de prueba de 9 barras del Western System Coordinating Council (WSCC9), cuyos parámetros se muestran en el Apéndice. Los flujos de potencia se realizan utilizando el programa Power World Simulator v15.

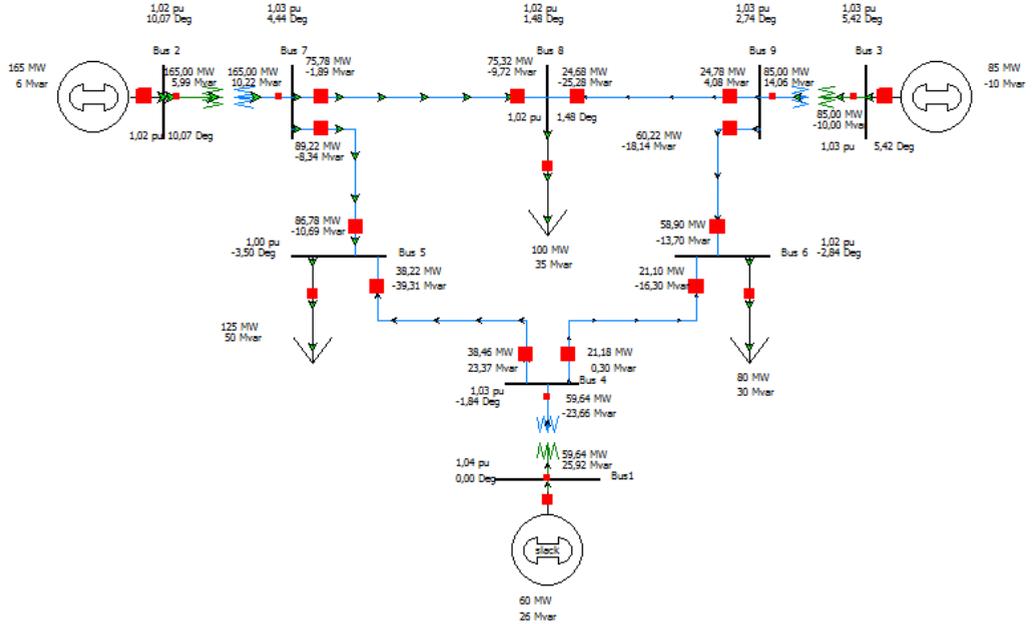


Figura 5-1. Flujo de carga para el estado inicial del sistema

El estado inicial del sistema se muestra en la Figura 5-1, y en la Tabla 5-1 se resumen las producciones de potencia activa y reactiva de unidades de generación, para diferentes demandas de carga y estados de operación.

Tabla 5-1. Potencias activa y reactiva de los generadores

ESCENARIO	GEN1		GEN2		GEN3	
	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR
1	59,645	25,916	165,000	5,993	85,000	-10,000
2	79,102	25,939	165,000	10,000	85,000	-8,380
3	108,823	31,444	165,000	10,000	85,000	3,311
4	129,239	42,533	165,000	10,000	85,000	10,000
5	155,333	75,348	165,000	10,000	85,000	10,000
6	154,811	46,780	165,000	22,434	85,000	9,028
7	205,915	67,293	165,000	51,220	85,000	10,000
8	232,345	87,813	165,000	60,666	85,000	10,000
9	258,264	107,236	165,000	70,346	85,000	10,000
10	257,983	89,913	165,000	50,753	85,000	35,899
11	289,751	102,537	165,000	60,764	85,000	45,097
12	311,326	112,172	165,000	66,574	85,000	50,592
13	344,408	131,094	165,000	80,101	85,000	63,085
14	349,885	134,366	165,000	82,031	85,000	64,905
15	355,515	137,899	165,000	84,094	85,000	66,852
16	366,951	145,531	165,000	88,509	85,000	71,021
17	378,400	153,645	165,000	93,187	85,000	75,435
18	389,981	162,429	165,000	98,219	85,000	80,183
19	425,820	199,252	165,000	121,945	85,000	90,000
20	451,426	239,991	165,000	151,581	85,000	90,000
21	461,773	235,597	165,000	165,000	85,000	90,000
22	461,790	232,940	165,000	137,637	85,000	117,374
23	476,223	251,461	165,000	147,747	85,000	126,915
24	484,142	262,491	165,000	153,714	85,000	132,548
25	489,556	270,416	165,000	157,981	85,000	136,578
26	568,150	462,786	165,000	254,598	85,000	228,262

En la Figura 5-2 se sintetiza el aporte de PRD reactiva realizado por cada una de las unidades de generación. Para las condiciones de análisis de los diferentes estados de operación, se asume como “slack” el generador 1 (GEN1) para efectos de permitir la convergencia del flujo de carga, y los generados 2 y 3 (GEN2 y GEN3, respectivamente) como generadores que son despachados en un mercado de energía, con 165 y 85 MW, respectivamente. Se asume además, que las unidades poseen amplias reservas para la producción/absorción de potencia reactiva y que sus reguladores de tensión automáticos están en modo de control por tensión.

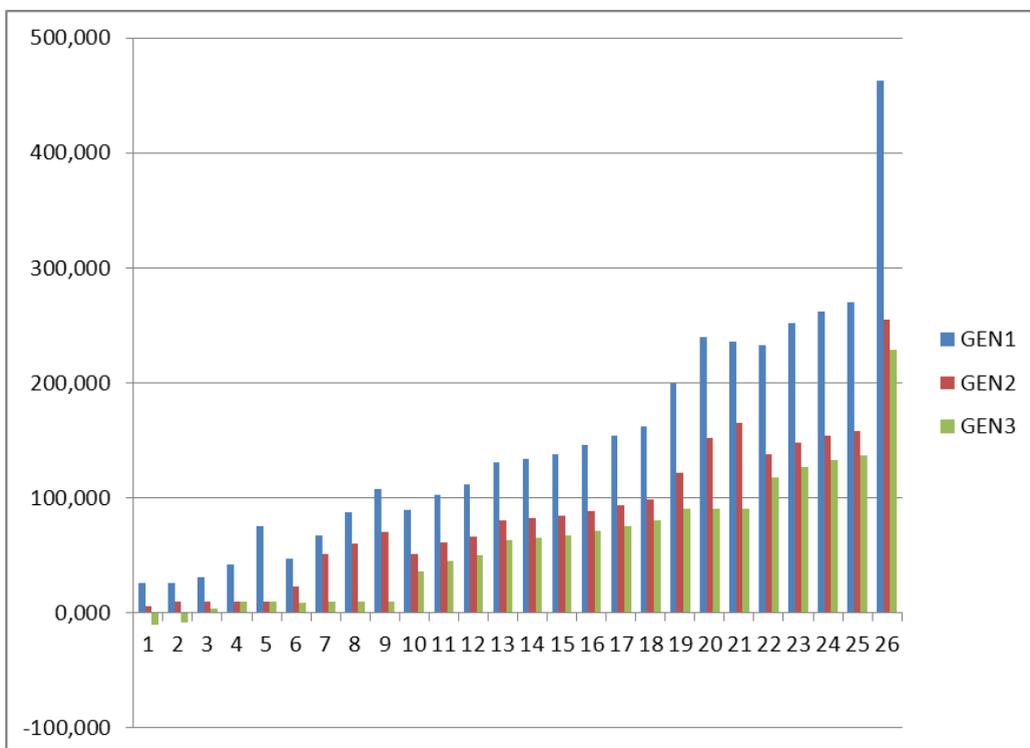


Figura 5-2. Potencia reactiva de los generadores (MVAR)

Los consumos de potencia activa y reactiva en las barras de carga se indican en la Tabla 5-2, para los diferentes escenarios analizados. La gráfica 5-3 sintetiza la

demanda en las barras de carga donde se aprecia que, a partir del escenario 11, aumenta significativamente la demanda de potencia activa en la barra 8, mientras permanecen relativamente estables los consumos en las otras barras.

Tabla 5-2. Consumos de potencia en las barras de carga

ESCENARIO	B5		B6		B8	
	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR
1	125,000	50,000	80,000	30,000	100,000	35,000
2	125,000	50,000	80,000	30,000	120,000	40,000
3	125,000	50,000	80,000	30,000	150,000	50,000
4	125,000	50,000	100,000	40,000	150,000	50,000
5	125,000	50,000	125,000	50,000	150,000	50,000
6	125,000	50,000	125,000	50,000	150,000	50,000
7	125,000	50,000	125,000	50,000	200,000	70,000
8	125,000	50,000	150,000	60,000	200,000	70,000
9	150,000	60,000	150,000	60,000	200,000	70,000
10	150,000	60,000	150,000	60,000	200,000	70,000
11	150,000	60,000	150,000	60,000	230,000	75,000
12	150,000	60,000	150,000	60,000	250,000	75,000
13	150,000	60,000	150,000	60,000	280,000	80,000
14	150,000	60,000	150,000	60,000	285,000	80,000
15	150,000	60,000	150,000	60,000	290,000	80,000
16	150,000	60,000	150,000	60,000	300,000	80,000
17	150,000	60,000	150,000	60,000	310,000	80,000
18	150,000	60,000	150,000	60,000	320,000	80,000
19	150,000	60,000	150,000	60,000	350,000	80,000
20	150,000	60,000	150,000	60,000	370,000	80,000
21	150,000	60,000	150,000	60,000	379,000	80,000
22	150,000	60,000	150,000	60,000	379,000	80,000
23	150,000	60,000	150,000	60,000	390,000	80,000
24	150,000	60,000	150,000	60,000	396,000	80,000
25	150,000	161,600	150,000	60,000	400,000	80,000
26	150,000	60,000	150,000	60,000	446,000	80,000

Como es de esperarse, para mantener la estabilidad en la barra 8, los generadores aumentan su producción de PR, lo cual se aprecia en la figura 5-2.

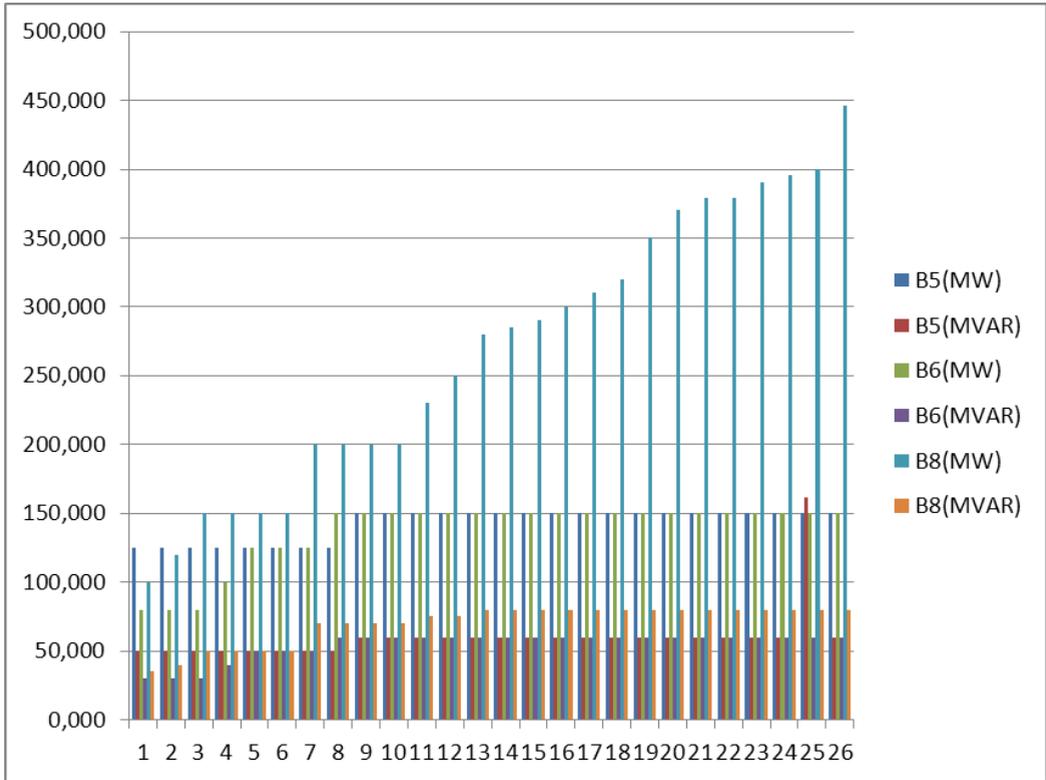


Figura 5-3. Demanda de potencia en las barras de carga

Las tensiones en las barras de carga y generación están señaladas en la Tabla 5-3, y sus perfiles se muestran en las Figuras 5-4 y 5-5, respectivamente.

Tabla 5-3. Tensiones en las barras de generación y carga

ESCENARIO	B1	B2	B3	B5	B6	B8
1	1,040	1,025	1,028	0,996	1,015	1,017
2	1,04	1,0248	1,025	0,9962	1,0146	1,0105
3	1,04	1,0089	1,025	0,9902	1,0114	0,9915
4	1,04	1,0027	1,0238	0,9844	0,9967	0,9855
5	1,04	0,9671	0,986	0,9598	0,9601	0,9475
6	1,04	1,025	1,025	0,9892	0,9861	0,9951
7	1,04	1,025	0,9933	0,9781	0,9681	0,957
8	1,04	1,025	0,9778	0,9694	0,9439	0,9465
9	1,04	1,025	0,9691	0,9517	0,9342	0,939
10	1,04	1,025	1,025	0,9628	0,9567	0,9646
11	1,04	1,025	1,025	0,9575	0,9508	0,9533
12	1,04	1,025	1,025	0,9535	0,9465	0,9476
13	1,04	1,025	1,025	0,9446	0,9371	0,9334
14	1,04	1,0251	1,0251	0,9431	0,9355	0,9317
15	1,04	1,0251	1,0251	0,9415	0,9338	0,9298
16	1,04	1,0251	1,0251	0,9378	0,93	0,9256
17	1,04	1,0251	1,0251	0,934	0,9259	0,9213
18	1,04	1,0251	1,0251	0,9297	0,9215	0,9168
19	1,04	1,025	1,0107	0,9105	0,8988	0,8936
20	1,04	1,025	0,979	0,8874	0,8691	0,8626
21	1,04	1,0515	0,9914	0,8968	0,876	0,8811
22	1,04	1,025	1,025	0,8937	0,8842	0,8824
23	1,04	1,025	1,025	0,8839	0,8741	0,8738
24	1,04	1,025	1,025	0,8779	0,8679	0,8687
25	1,04	1,025	1,025	0,8736	0,8635	0,8652
26	1,04	1,025	1,025	0,7626	0,7483	0,7877

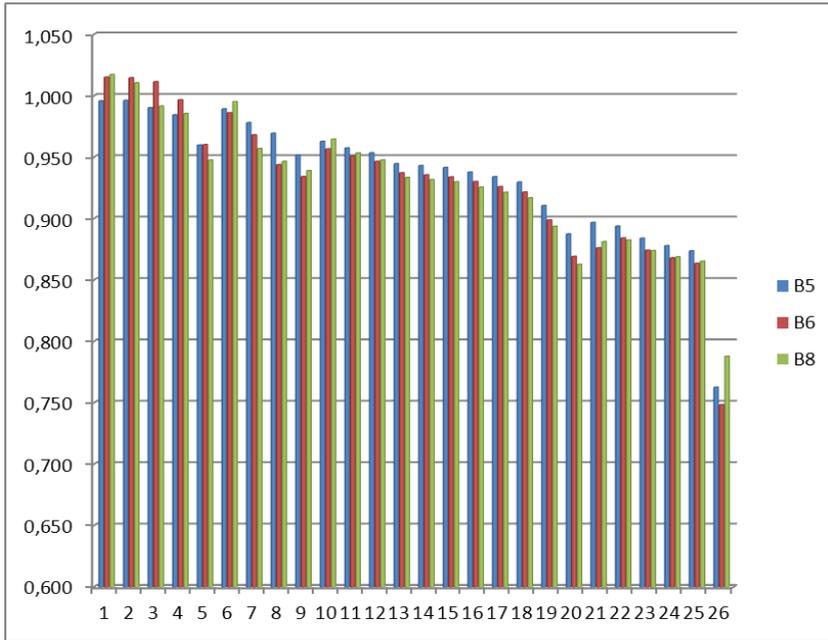


Figura 5-4. Perfiles de tensión en las barras de carga

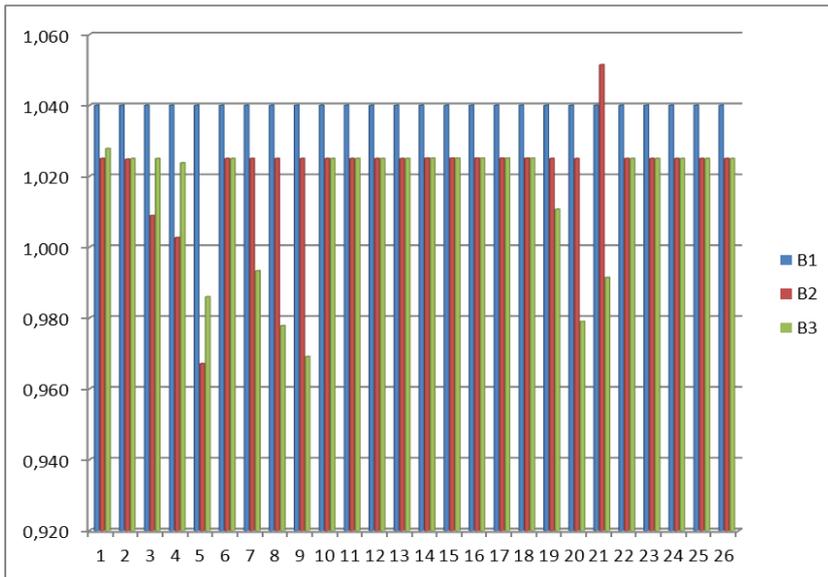


Figura 5-5. Perfiles de tensión en las barras de generación

La Tabla 5-4 registra el comportamiento del índice L de estabilidad en cada una de las barras de carga y del índice general del sistema. Las Figuras 5-6 a 5-8 muestran la relación entre el perfil de tensión en cada barra de carga y su respectivo índice de estabilidad.

Tabla 5-4. Índices L para cada una de la barras de carga e índice total

ESCENARIO	L5	L6	L8	LTOT
1	0,25124	0,23189	0,15729	0,25124
2	0,23400	0,21460	0,16527	0,23400
3	0,21093	0,19164	0,18317	0,21093
4	0,20860	0,20578	0,18765	0,20860
5	0,21697	0,23514	0,20483	0,23514
6	0,20002	0,21828	0,18601	0,21828
7	0,22051	0,24139	0,28669	0,28669
8	0,24603	0,29413	0,32411	0,32411
9	0,29355	0,32172	0,36112	0,36112
10	0,28452	0,30603	0,34454	0,34454
11	0,32311	0,34482	0,42653	0,42653
12	0,35006	0,37186	0,48086	0,48086
13	0,39436	0,41659	0,57206	0,57206
14	0,40185	0,42415	0,58672	0,58672
15	0,40964	0,43204	0,60199	0,60199
16	0,42594	0,44851	0,63365	0,63365
17	0,44261	0,46546	0,66593	0,66593
18	0,46008	0,48316	0,69926	0,69926
19	0,52292	0,54869	0,81894	0,81894
20	0,58324	0,61422	0,93466	0,93466
21	0,58608	0,61345	0,93270	0,93270
22	0,58558	0,61156	0,92938	0,92938
23	0,61609	0,64305	0,98251	0,98251
24	0,63406	0,66165	1,01314	1,01314
25	0,64688	0,67490	1,03464	1,03464
26	0,67011	0,66599	1,00071	1,00071

En la medida en que se degrada el perfil de tensión en una barra, el índice L respectivo aumenta, indicando qué tan próxima se encuentra cada barra al colapso de tensión.

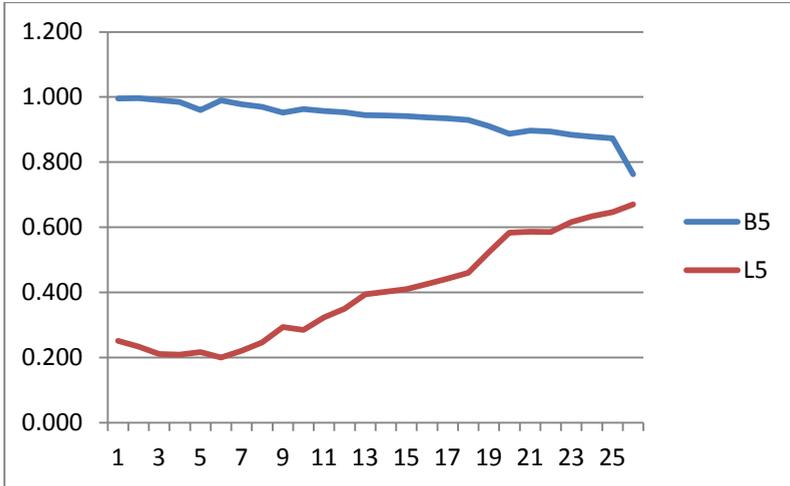


Figura 5-6. Perfil de tensión e índice de estabilidad de la barra 5

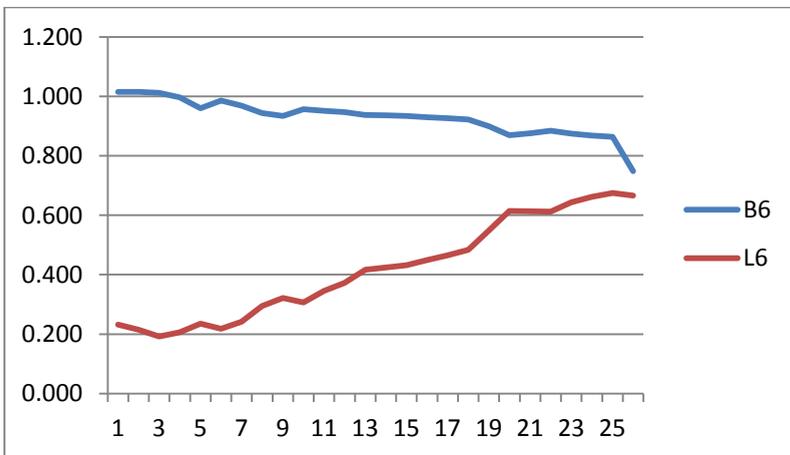


Figura 5-7. Perfil de tensión e índice de estabilidad de la barra 6

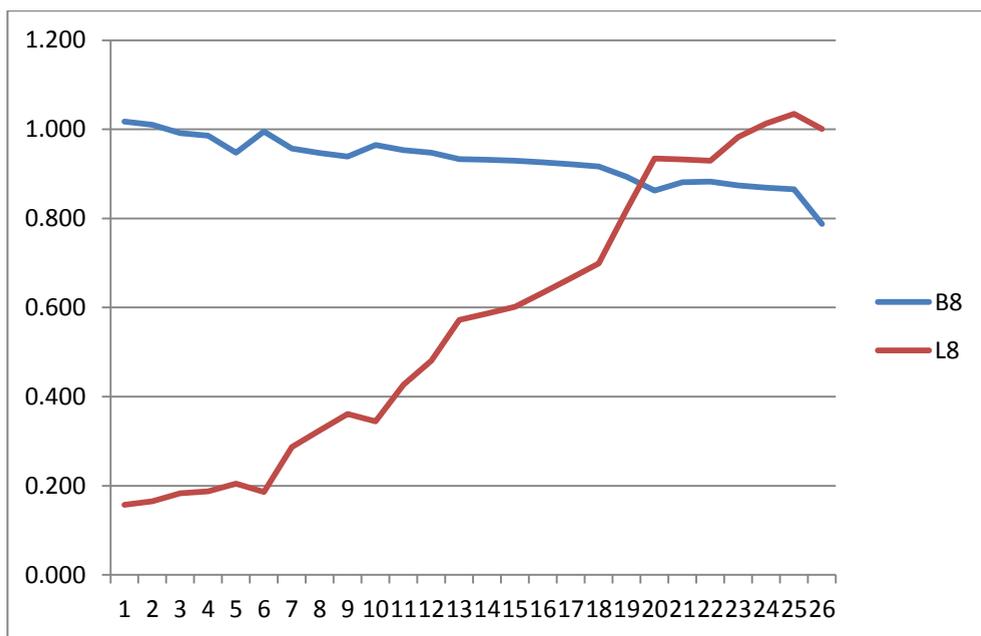


Figura 5-8. Perfil de tensión e índice de estabilidad de la barra 8

La Figura 5-9 muestra el comportamiento del índice de estabilidad total del sistema, LTOT, junto con los perfiles de comportamiento de los índices individuales de cada barra de carga.

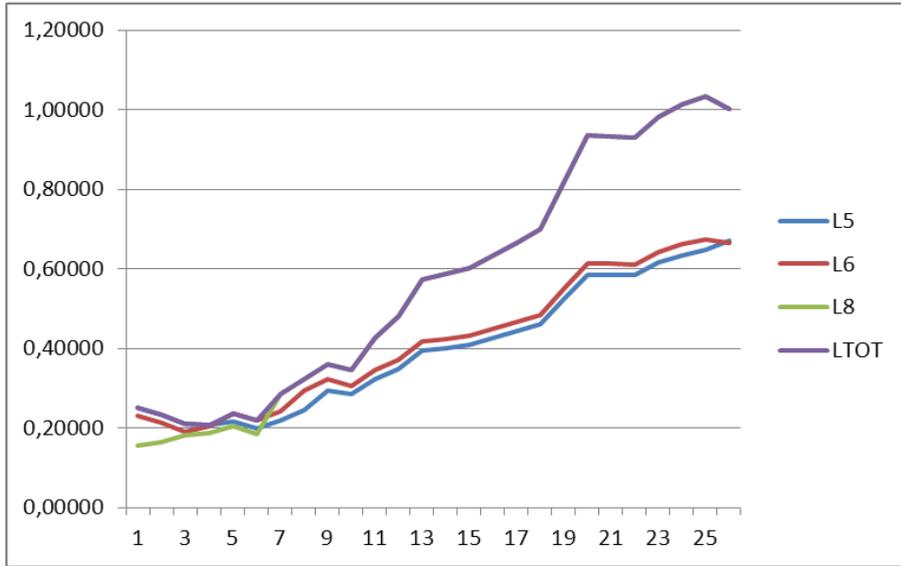


Figura 5-9. Índices de estabilidad L5, L6, L8 y LTOT

Las Figuras 5-10 a 5-12 registran el comportamiento de las barras de generación, con respecto al índice general de estabilidad del sistema, LTOT.

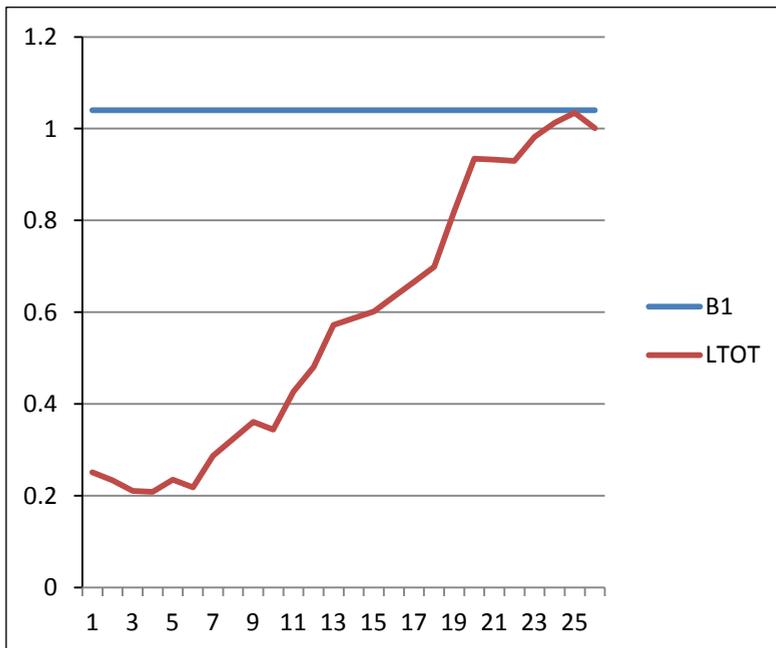


Figura 5-10. Tensión barra 1 de generación y LTOT

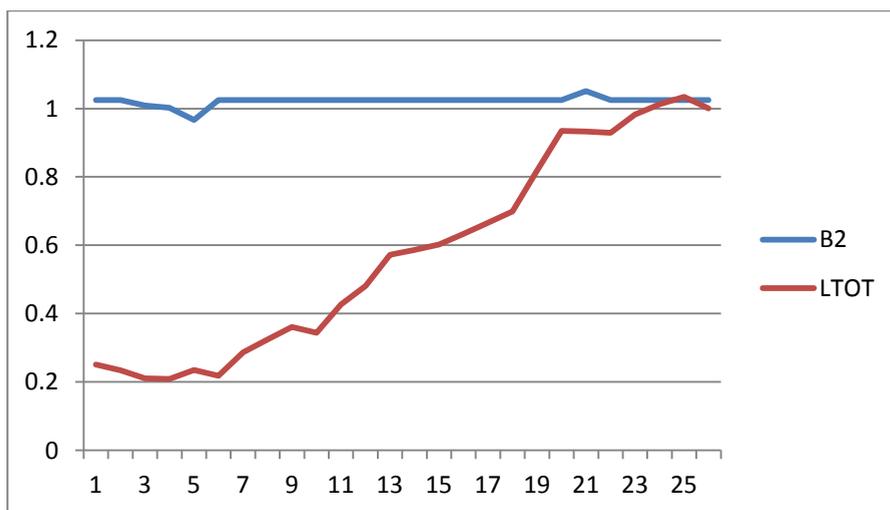


Figura 5-11. Tensión en la barra 2 de generación y LTOT

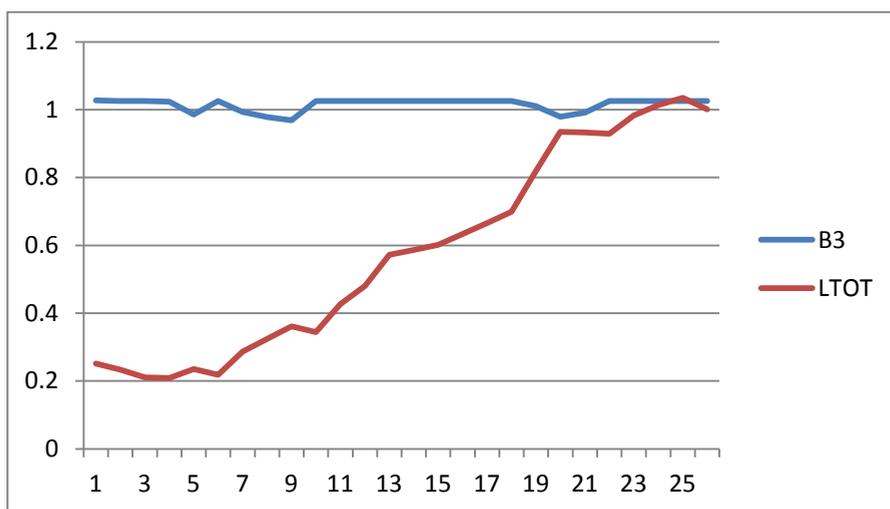


Figura 5-12. Tensión en la barra 3 de generación y LTOT

En la Tabla 5-5 se registran los datos del cálculo de las distancias al colapso de tensión, tanto en MW como en MVAR, para cada una de las barras de carga y para el sistema en general.

Tabla 5-5. Distancia al colapso de tensión

ESCENARIO	DC	B5		B6		B8	
	MW	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR
1	372,53	372,533437	149,013375	264,98672	99,37002	535,759866	187,515953
2	409,19	409,191699	163,67668	292,778463	109,791924	606,073756	202,024585
3	467,61	467,610863	187,044345	337,45441	126,545404	668,902707	222,967569
4	474,23	474,226812	189,690725	385,966676	154,386671	649,368875	216,456292
5	406,60	451,119881	180,447953	406,601084	162,640434	582,308603	194,102868
6	447,65	499,95074	199,980296	447,646642	179,058657	656,414581	218,80486
7	497,63	441,874029	176,749611	392,841223	157,136489	497,626722	174,169353
8	417,08	383,06603	153,226412	359,970202	143,988081	417,075533	145,976437
9	353,83	360,9795	144,3918	316,250865	126,500346	353,833368	123,841679
10	380,49	377,204293	150,881717	340,14107	136,056428	380,489794	133,171428
11	309,24	314,232875	125,69315	285,009992	114,003997	309,24093	100,839434
12	269,90	278,49454	111,397816	253,372265	101,348906	269,897336	80,9692007
13	209,46	230,362509	92,1450037	210,062644	84,0250574	209,456703	59,8447723
14	200,75	223,271543	89,3086172	203,647683	81,4590733	200,754639	56,3521793
15	191,73	216,179236	86,4716944	197,190499	78,8761996	191,734658	52,8923195
16	173,45	202,158583	80,8634332	184,444313	73,7777253	173,446666	46,2524442
17	155,52	188,900553	75,560221	172,262952	68,9051807	155,516753	40,1333556
18	137,63	176,032324	70,4129295	160,453255	64,1813019	137,629348	34,407337
19	77,38	136,849146	54,7396585	123,376651	49,3506602	77,3799244	17,6868399
20	25,87	107,182708	42,8730831	94,2138455	37,6855382	25,8674262	5,59295702
21	27,35	105,938231	42,3752923	94,5203394	37,8081357	27,3452566	5,77208582
22	28,80	106,157212	42,462885	95,2725992	38,1090397	28,7982845	6,07879357
23	6,94	93,4727422	37,3890969	83,2643916	33,3057566	6,94380403	1,42437006
24	-5,14	86,5707859	34,6283144	76,7056959	30,6822784	-5,1352607	-1,0374264
25	-13,39	81,8828526	32,753141	72,255668	28,9022672	-13,392974	-2,6785948
26	-0,32	73,8426662	29,5370665	75,2301767	30,0920707	-0,3155445	-0,0565999

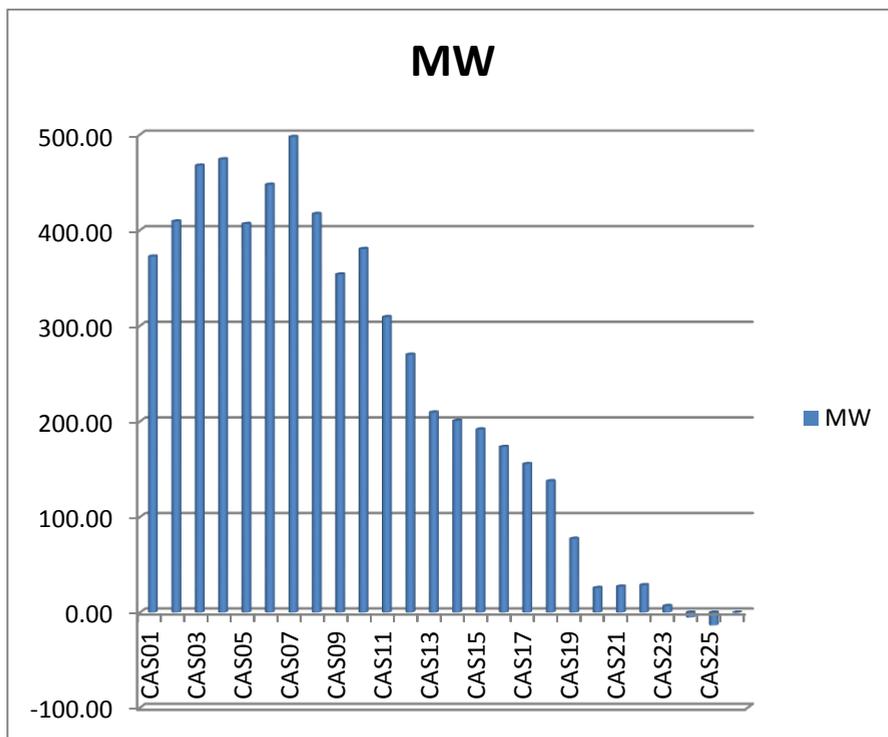


Figura 5-13. Distancia total al colapso de tensión

Las gráficas 5-13 a 5-16 ilustran el perfil de estas distancias al colapso de tensión, tanto para el sistema en general como para cada barra de carga individual. Se evidencia la degradación sistemática de la seguridad del sistema, a partir del escenario 11 donde, como ya se señaló se presenta un aumento sostenido de la demanda en la barra 8.

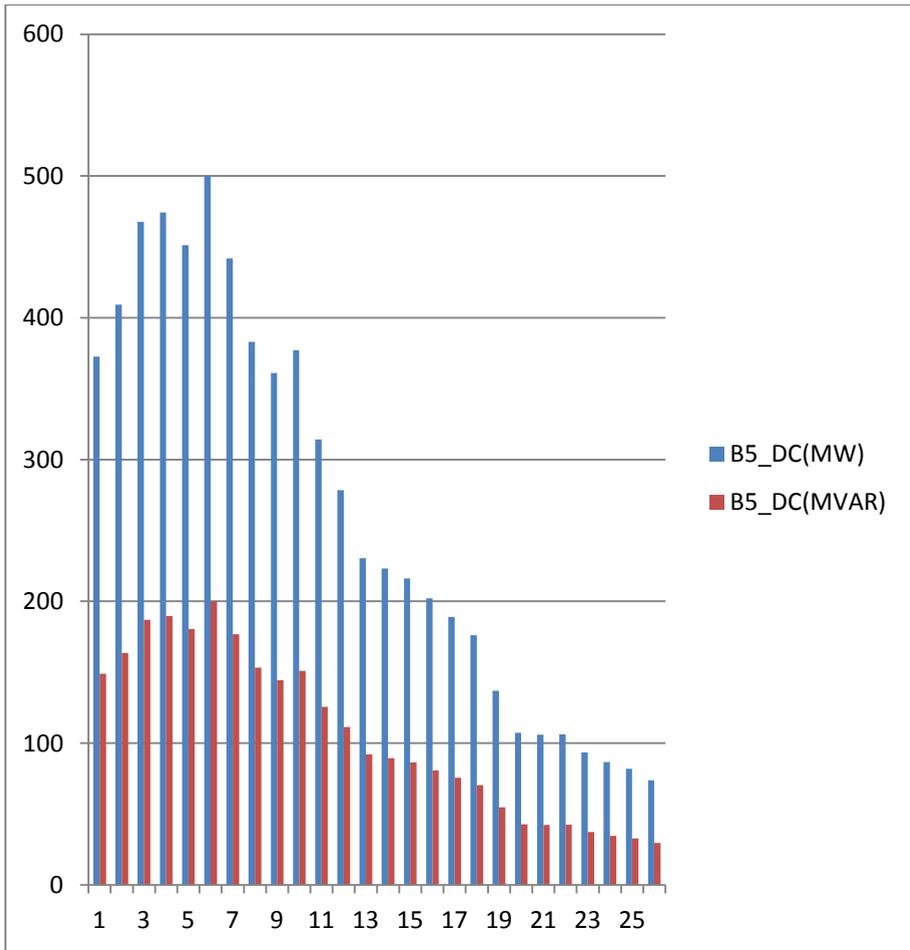


Figura 5-14. Distancia de la barra 5 al colapso de tensión

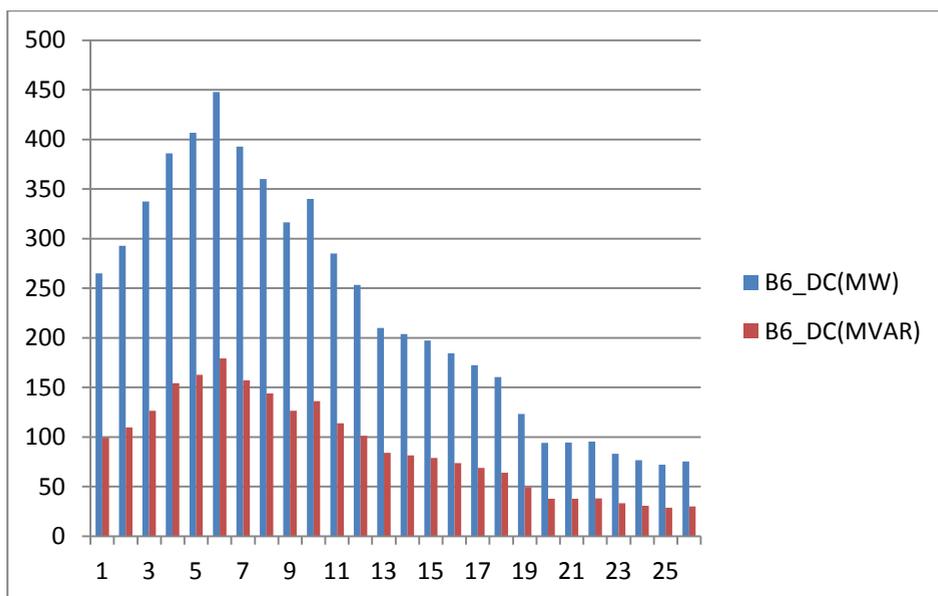


Figura 5-15. Distancia de la barra 6 al colapso de tensión

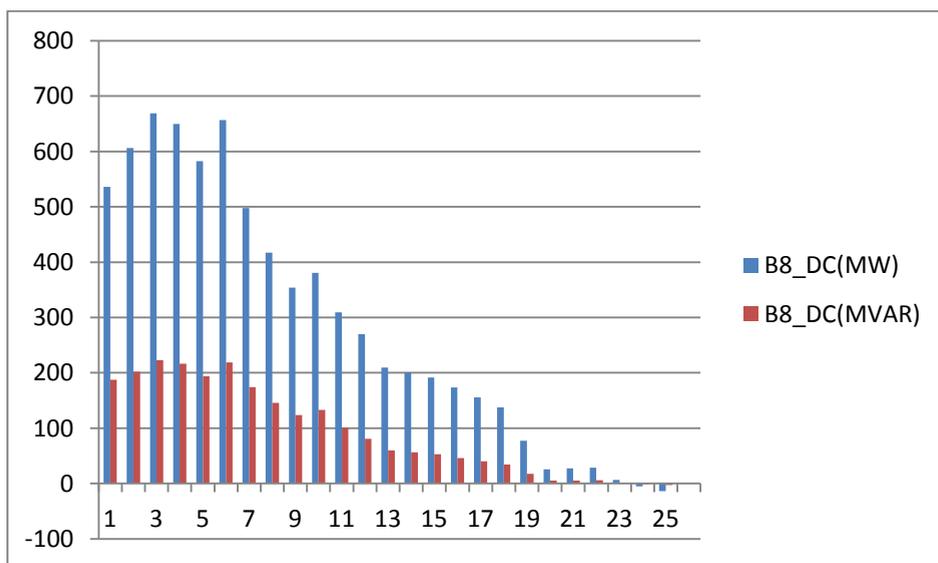


Figura 5-16. Distancia de la barra 8 al colapso de tensión

Se resalta como la degradación local de la estabilidad en una barra afecta la estabilidad global de todo el sistema, aunque en el resto de barras de carga no se presenten aumentos significativos de demanda.

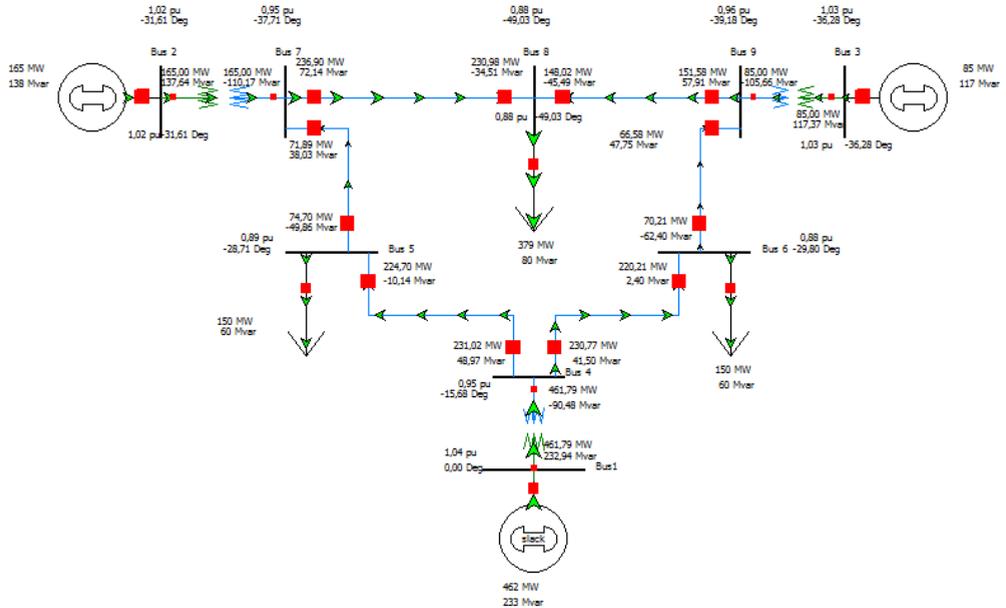


Figura 5-17. Flujo de carga del estado previo al colapso del sistema

Finalmente, las Figuras 5-17 y 5-18 ilustran condiciones previas al colapso, y el colapso mismo del sistema. Estas condiciones fueron previstas, con una desviación menor del 5%, lo que demuestra la validez, tanto del índice L como del cálculo de la distancia al colapso de tensión, para representar la estabilidad y los riesgos de seguridad del sistema.

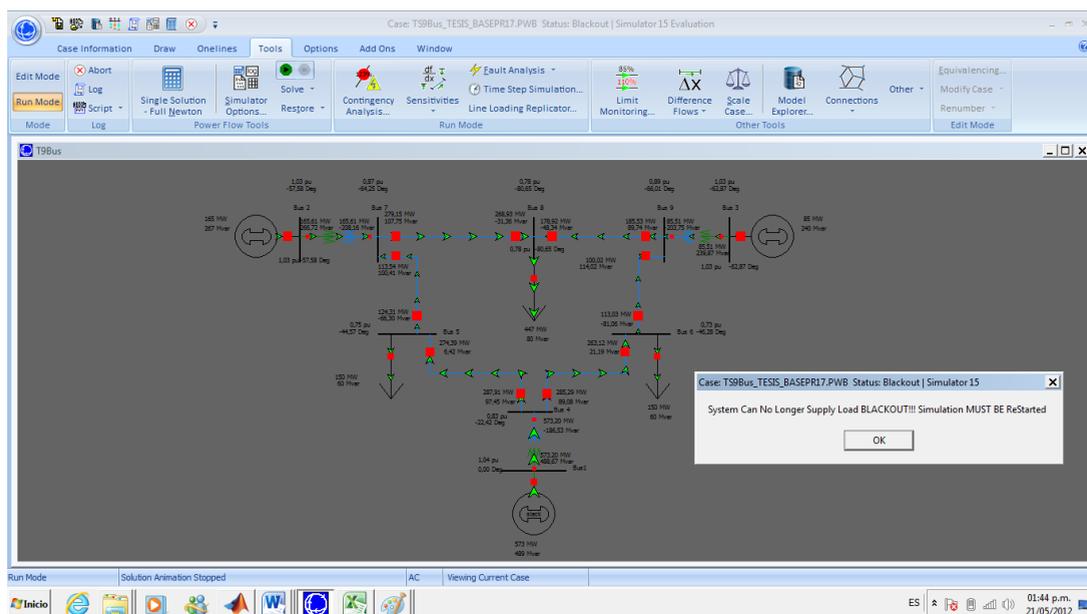


Figura 5-18. Colapso del sistema

5.1.2. Conclusiones del caso de estudio 1

El análisis del caso de estudio presentado permite extraer las siguientes conclusiones:

- Se demuestra el adecuado desempeño del índice L y del cálculo de la distancia al colapso de tensión, los cuales predicen con desviaciones inferiores al 5% el punto de colapso y su distancia al punto de operación en MW y MVAR.
- Ante un incremento sostenido de la demanda, que afecte la estabilidad local en una barra de carga, la estabilidad global del sistema se ve también afectada reflejándose en la degradación de los índices L, y de las distancias al colapso de tensión, de las demás barras de carga.
- Cuando las unidades de generación colocan sus reguladores automáticos de tensión en modo de control por tensión y poseen amplias reservas de PRD, los perfiles de tensión en barras de generación se mantienen prácticamente

constantes, indicando los aportes de PRD de estas unidades para contribuir a la estabilidad del sistema.

5.2. Valoración de la potencia reactiva dinámica

El problema básico a resolver consiste en definir cuál es el precio que la sociedad, a través del OS, está dispuesta a pagar por la prestación del servicio complementario de CT/SPRD, para minimizar los riesgos del colapso de tensión y el agotamiento de las reservas de PRD. Este precio debe estar asociado a la utilidad del servicio prestado, y no a los costes de producción involucrados en su prestación, teniendo en cuenta que estos costes están inmersos en los costes de producción de potencia activa, o son despreciables.

La cuestión básica anterior, conlleva a problemas adicionales: ¿Cuál es el mínimo valor de remuneración que un agente espera por la prestación del servicio? ¿Cuál es la máxima remuneración que la sociedad está dispuesta a reconocer por esta prestación? ¿Con que se debe correlacionar la remuneración que se está dispuesto a pagar?

En esta tesis se establece una relación entre el precio o remuneración a reconocer al agente que presta el servicio, y el grado de deterioro de la estabilidad del sistema, medido a través del índice L.

Las cuestiones antes mencionadas contienen los elementos básicos a resolver en un problema de contrato de opciones, asociado a los mercados de derivados financieros.

5.2.1. Contratos de opciones y ecuación de *Black-Scholes*

Una opción es un contrato que le permite al propietario de la opción el derecho, no la obligación, de comprar (“call option”) o vender (“put option”), típicamente un activo, una acción o parte de una compañía, por un precio pre-establecido (precio del ejercicio), durante un período de tiempo.

COMPRA ----- VENTA (Activo, acción...)

(OPCIÓN)

“Call option”: - Propietario de la opción

- Adquiere un derecho de
Compra, no obligación

“Put option”:

- Propietario de la opción
- Adquiere un derecho de
Venta, no obligación

El problema básico a resolver consiste en determinar el valor o precio de la opción, tal que permita ejercer los derechos de compra o de venta. Las opciones americanas, a diferencia de las europeas, se pueden ejercer en cualquier instante de tiempo comprendido dentro del período establecido, incluyendo la fecha de madurez.

La ecuación de Black-Scholes es un modelo efectivo para darle valor a una opción. Matemáticamente es un problema de valor final para una ecuación parabólica de segundo orden.

Para opciones americanas la ecuación de Black-Scholes resulta en un problema de frontera libre para la ecuación de calor. Por esto, el enfoque estándar para resolver la ecuación de Black-Scholes para opciones americanas consiste en la transformación de la ecuación original a una ecuación de calor, planteada en un dominio semilimitado con frontera libre.

La ecuación de Black-Scholes para opciones americanas está dada por:

$$\frac{\partial V}{\partial t} + \frac{1}{2}\sigma^2 S^2 \frac{\partial^2 V}{\partial S^2} + (r - D_0)S \frac{\partial V}{\partial S} - rV = 0 \quad (5.6)$$

Donde:

V= Valor de la opción de compra o venta.

S= Valor de mercado del activo subyacente.

t= Tiempo.

σ = Volatilidad del valor de mercado del activo.

r = Tasa de interés libre de riesgo.

D_0 = Nivel constante de pago de dividendos con rendimiento continuo ($D_0 > 0$).

$D_0 = 0$ para opciones americanas.

5.2.2. Método para la remuneración de la prestación del servicio de PRD

El precio de compra de PRD por parte del OS a un agente de generación, corresponde a un problema típico, como ya se mencionó, de determinación del valor de una opción de compra. En este caso, el valor de la opción corresponde al precio que la sociedad está dispuesta a pagar por la prestación del servicio. El precio de mercado del “activo” subyacente, en este caso la seguridad del sistema de potencia, se mide indirectamente a través del índice L y su volatilidad (la del precio del activo) se mide mediante la desviación estándar del índice “L” o de las tensiones en barras de un área eléctrica. Con estos supuestos se obtiene la ecuación.

$$\frac{\partial P}{\partial t} + \frac{1}{2} \sigma^2 L^2 \frac{\partial^2 P}{\partial L^2} + (r - D_0)L \frac{\partial P}{\partial L} - rP = 0 \quad (5.7)$$

donde:

P= Valor, remuneración o precio de compra que pagará el OS al agente de generación por la prestación del servicio de PRD.

L= Valor indirecto de mercado (valor útil) de la seguridad del sistema de potencia.

σ = Volatilidad del valor indirecto de mercado L, de la seguridad del sistema de potencia.

$D_0=0$. No se pagan dividendos

r = Tasa de interés libre de riesgo que reconoce el OS al agente de generación, como compensación por reserva de PRD. Se hace efectiva con la prestación del servicio.

Asumiendo que la remuneración P solo es función del índice de seguridad del sistema, con $D_0=0$ y haciendo $a=2r/\sigma$, se obtiene la ecuación de Euler o ecuación de Cauchy

$$L^2 \frac{d^2 P}{dL^2} + aL \frac{dP}{dL} - aP = 0 \quad (5.8)$$

La solución de la ecuación (5.8) está dada por:

$$P = K_1 e^{\left(-\frac{a-1}{2} + \sqrt{\frac{(a-1)^2}{4} + a}\right) \ln(L)} + K_2 e^{\left(-\frac{a-1}{2} - \sqrt{\frac{(a-1)^2}{4} + a}\right) \ln(L)} \quad (5.9)$$

En el límite, cuando L tiende a 1, se tiene el precio máximo que está dispuesto a pagar el OS, dado por $P_{\max}=K_1+K_2$. En general, el máximo precio que está dispuesto a pagar el OS es el coste de oportunidad por la prestación del servicio de PRD, equivalente al precio de bolsa de la potencia activa en el momento de la prestación del servicio. En consecuencia, $P_{\max}=P_B= K_1+K_2$.

Para una tasa de interés $r=0$, es decir, cuando el OS no reconoce compensación por reserva de PRD, se tiene:

$$P_{(r=0)} = K_1 L + K_2 \quad (5.10)$$

En (5.10) cuando $L=0$, se tiene el mínimo valor a pagar por el OS al agente de generación que presta el servicio, es decir, $P_{min}=K_2$. Este precio mínimo puede ser establecido por el OS con base en algún criterio como, por ejemplo, un estudio de los costes asociados con la producción/absorción de PRD de varios agentes y establecer un coste promedio; estos costes, según diferentes estudios, no superan el 10% de los costes de producción de la potencia activa (Hirst&Kirby 1999; Zhong&Kb 2002). Conocidos K_2 y P_{max} se obtiene K_1 . En consecuencia, cuando no se reconoce una tasa de interés para compensación de reserva de PRD, la remuneración es lineal, con un reconocimiento mínimo por prestación del servicio.

Para efectos de análisis, el precio máximo de remuneración se normaliza a la unidad, es decir, $P_{max}=K_1+K_2 = 1$ ó $K_1 = 1 - K_2$. La Figura 5-19 ilustra la sensibilidad del precio P en función de la tasa de interés libre de riesgo, asumiendo una remuneración mínima $K_2 = 0.1$, $L = 0.3$ y una volatilidad $\sigma=0.25$

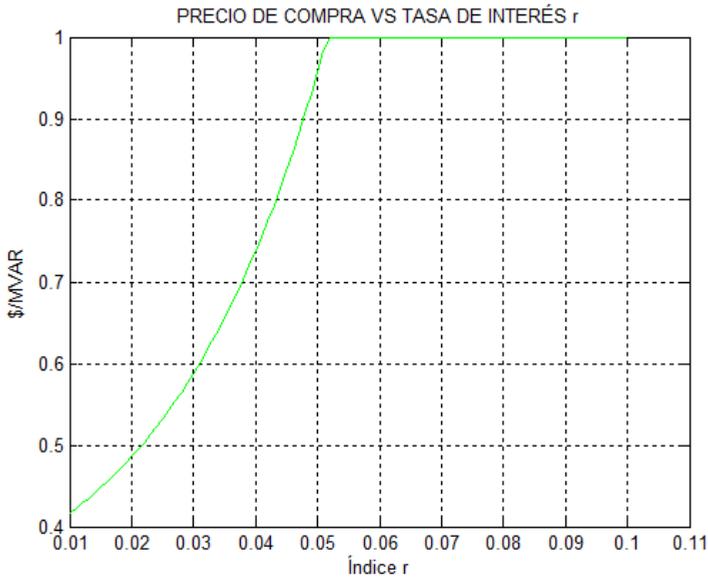


Figura 5-19. Variación del precio en función de la tasa de interés libre de riesgo, con $\sigma=0.25$, $K_2=0.1$, $L=0.3$.

Los valores adecuados de la tasa de interés deberán ser menores del 3% del precio de mercado de la potencia activa.

En la Figura 5-20 se presenta el comportamiento del precio ante las variaciones de la desviación estándar σ , con $K2=0.1$, $L=0.3$ y $r=0.01$.

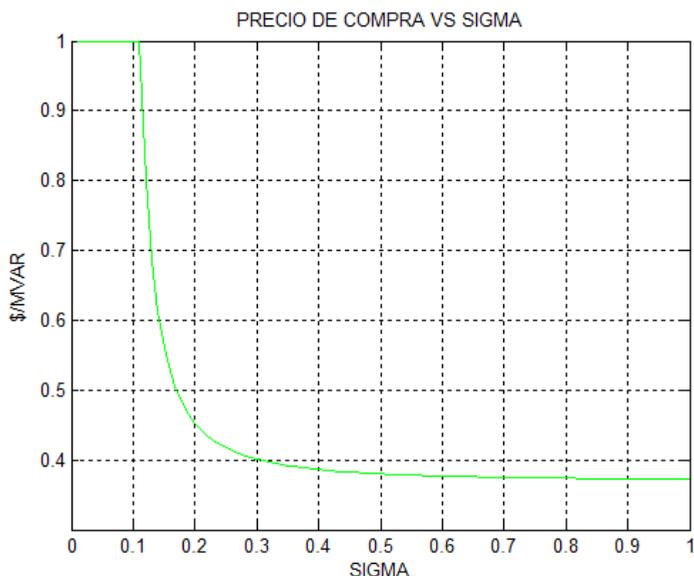


Figura 5-20. Variación del precio en función de la volatilidad del índice L, con $K2=0.1$, $L=0.3$ y $r=0.01$.

Se evidencia en la gráfica el cubrimiento del riesgo, por parte del OS, ante la alta volatilidad del índice L. De igual manera, la gráfica muestra que el OS no cubre su riesgo cuando la volatilidad es baja, con el objeto de estimular la prestación del servicio de CT/SPRD para baja demanda de PR, compensando la baja producción de PRD y reconociendo, en la prestación del servicio bajo estas condiciones, la reserva de PRD del agente.

Finalmente, en la Figura 5-21 se representa el comportamiento del precio ante las variaciones del índice L de seguridad, asumiendo $\sigma=0.25$, $r=0.01$ y $K2=0.1$.

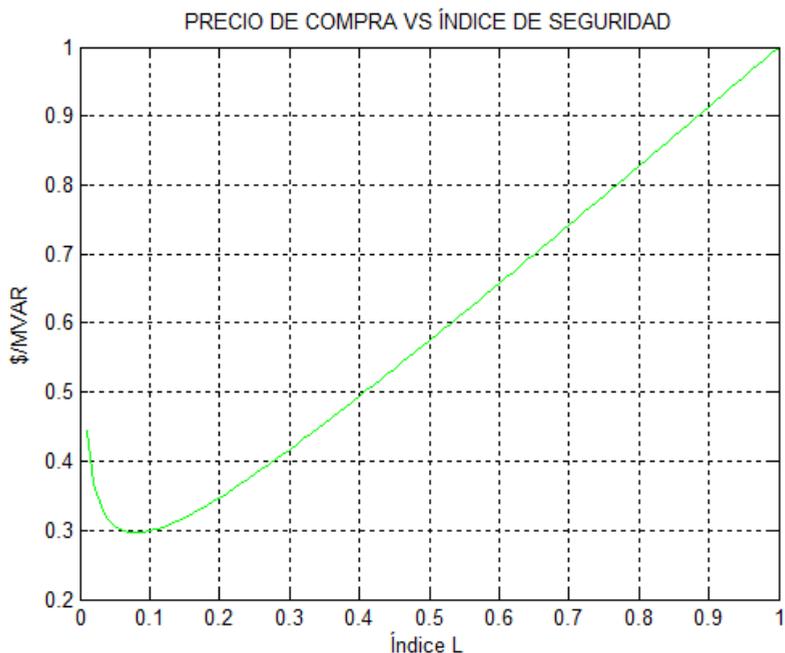


Figura 5-21. Variación del precio en función del índice L, con $\sigma=0.25$, $r=0.01$ y $K2=0.1$

De nuevo se evidencia el criterio de reconocimiento de la prestación del servicio de CT/SPRD, a los agentes que lo presten en condiciones de alta seguridad del sistema (bajo índice L), compensando en esta prestación la reserva de PRD, por parte del OS. La valoración por prestación del servicio es mayor, cuanto mayor es el riesgo de un colapso del sistema.

Las siguientes son algunas consideraciones prácticas para la aplicación del método de remuneración propuesto.

- Los agentes de generación que participan en el mercado principal de potencia activa, deben entregar una potencia reactiva obligatoria (PRO), sin ninguna remuneración a cambio. Esta PRO debe obedecer, en general, al criterio del rectángulo.

- Todos los agentes de generación que participen en el mercado de energía recibirán una remuneración por la prestación del servicio de PRD mayor a la PRO, y deberán ofrecer una curva de capacidad, indicando sus límites operativos.
- Con antelación a las ofertas de las curvas de capacidad, los agentes deben conocer el valor mínimo de remuneración (K_2), la tasa de interés (r) que reconoce el OS para compensación de reserva de PRD y la volatilidad σ del índice L.
- Todas las unidades de generación de los agentes que ofrezcan sus curvas de capacidad deben contar con reguladores de tensión automáticos (AVR) y colocarlos en consignas de control por tensión y no en consignas de control por MVAR.
- Los agentes que ofrezcan solo la PRO de sus unidades o coloquen consignas de control por MVAR, dado que convierten sus puntos de conexión de barras PV a barras PQ, podrán ser limitados en su producción de potencia activa, e incluso ser despachados en cero, para minimizar el riesgo de oscilaciones lentas o de un colapso de tensión.
- Las unidades que sean despachadas en su punto de operación nominal, colocarán sus consignas de control por MVAR y el OS dejará una reserva de su PRO, para requerimientos del sistema. En este caso, aunque el punto de conexión pasa de barra PV a barra PQ, no hay riesgo de oscilación o de colapso de tensión, dado que la unidad en cuestión no podrá aumentar significativamente su potencia activa.
- Los agentes que participen como condensadores sincrónicos, serán remunerados incluyendo en esta remuneración la valoración de la PRO.
- Un agente de generación que no salió despachado por mérito en el mercado principal de energía, podrá ser solicitado por el OS, en cualquier momento de un período de operación, si declaró su participación como condensador sincrónico, para prestar el servicio CT/SPRD.

- El operador del sistema realizará rondas periódicas de subastas de recursos de Potencia Reactiva Dinámica (PRD), estableciendo las condiciones de remuneración para la prestación del servicio con base en la Ecuación 5.9.

5.2.3. Caso de estudio 2: aplicación de la valoración de la prestación del servicio de PRD al sistema WSCC9

Con base en las sensibilidades realizadas en la sección anterior, a continuación se realiza el estudio del impacto que sobre la seguridad del sistema de potencia tiene la valoración de ésta, medida indirectamente tal valoración a través de la correlación del índice L con el precio de remuneración de la prestación del servicio de CT/SPRD. El estudio se realizará utilizando el sistema de prueba de nueve barras del WSCC.

Para tal efecto, se asume $\sigma=0.25$ (que corresponde a variaciones típicas de los valores nominales de tensiones de barra), $K2=0.1$ (como promedio de los costes de producción de PRD) y $r=0.01$ para la tasa de interés libre de riesgo.

CASO 2-1: Límites restringidos de curvas de operación.

Para realizar el estudio comparativo de los costes sociales que traen como consecuencia un agotamiento de las reservas de potencia reactiva, se analiza una situación inicial con restricciones severas de suministro de PRD. Se asume que los generadores 2 y 3 tienen, ambos, límites de producción/absorción de potencia reactiva de +/- 10 MVAR.

En la Figura 5-22 se muestra la condición operativa del sistema de potencia previa a su colapso, correspondiente al escenario 12 de la Tabla 5-6. En esta condición, GEN2 y GEN3 han agotado sus reservas de PRD y GEN1 desde condiciones previas de operación, mientras que GEN1 se encuentra próximo a su límite de producción de potencia reactiva.

Capítulo 5. Nueva metodología para la valoración y asignación de la prestación del servicio complementario de control de tensión/sopORTE de potencia reactiva dinámica

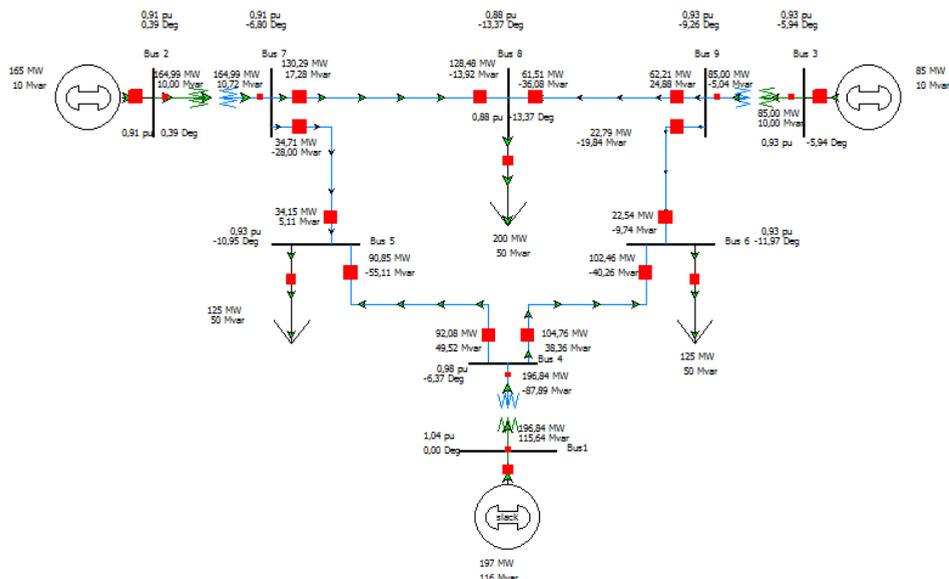


Figura 5-22. Condiciones previas al colapso por escasez de PRD

Ante un escalón de demanda de 10 MW en la barra 8 de carga, el sistema se colapsa por agotamiento de la reserva de potencia reactiva, como se ilustra en la Figura 5-23.

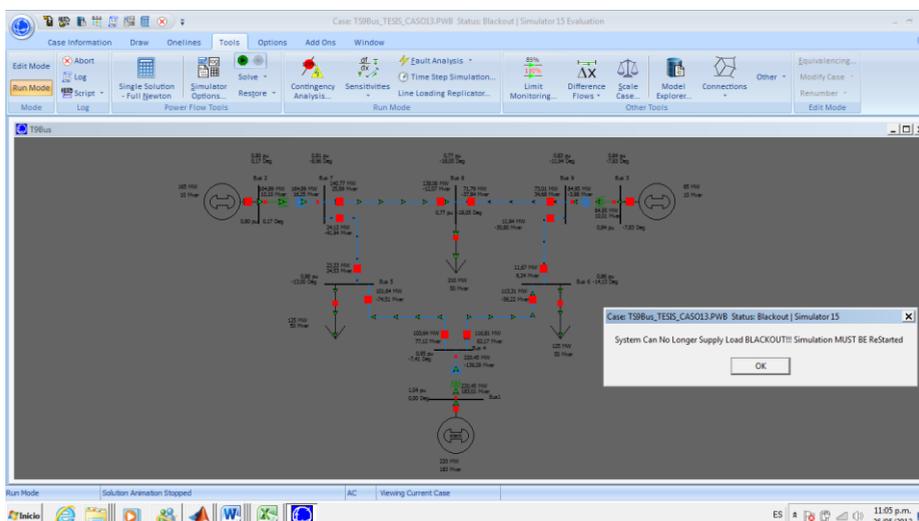


Figura 5-23. Escenario 13: colapso del sistema por insuficiencia de PRD, luego de un escalón de 10 MW

El colapso se presenta en una condición operativa “saludable” del sistema, como se infiere de los valores de los índices LTOT y DC en el estado 12 señalados en la Tabla 5-6, y en la Figura 5-24.

Tabla 5-6. Valores del índice de seguridad L, de precios unitarios de la prestación del servicio de PRD y distancia al colapso de tensión en los estados previos al colapso del sistema por escasez de PR

ESCENARIO	LTOT	PRECIO (\$pu/MVAR)	DC (MW)
1	0.25124	0.3817	372,53344
2	0.23400	0.3698	409,19170
3	0.21093	0.3544	467,61086
4	0.20860	0.3529	474,22681
5	0.23514	0.3705	406,60108
6	0,23210	0.3685	413,56097
7	0,22930	0.3666	420,13737
8	0,23630	0.3713	549,42446
9	0,25380	0.3835	514,51931
10	0,25330	0.3832	530,61982
11	0,31720	0.4299	408,99117
12	0,37490	0.4743	333,47559
13	***	***	***

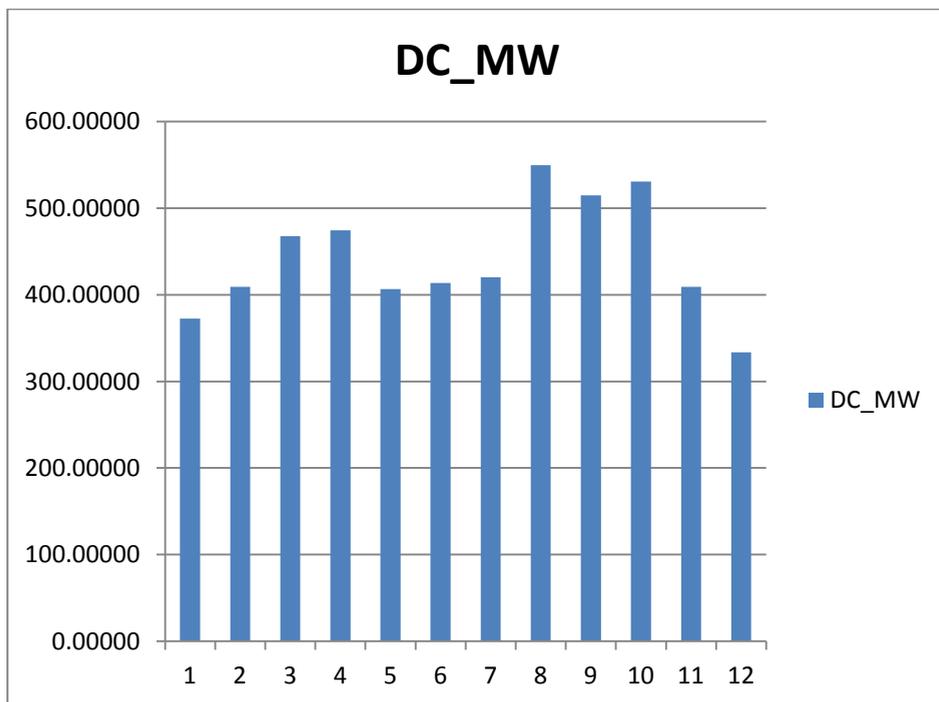


Figura 5-24. Distancia al colapso del sistema antes de su colapso

Los costes sociales superan ampliamente la remuneración que se pagaría por la prestación del servicio, como se muestra en la Figura 5-25. En la condición operativa del escenario 12, el valor unitario de la potencia reactiva no alcanza a ser el 50% del valor de mercado de la potencia activa.

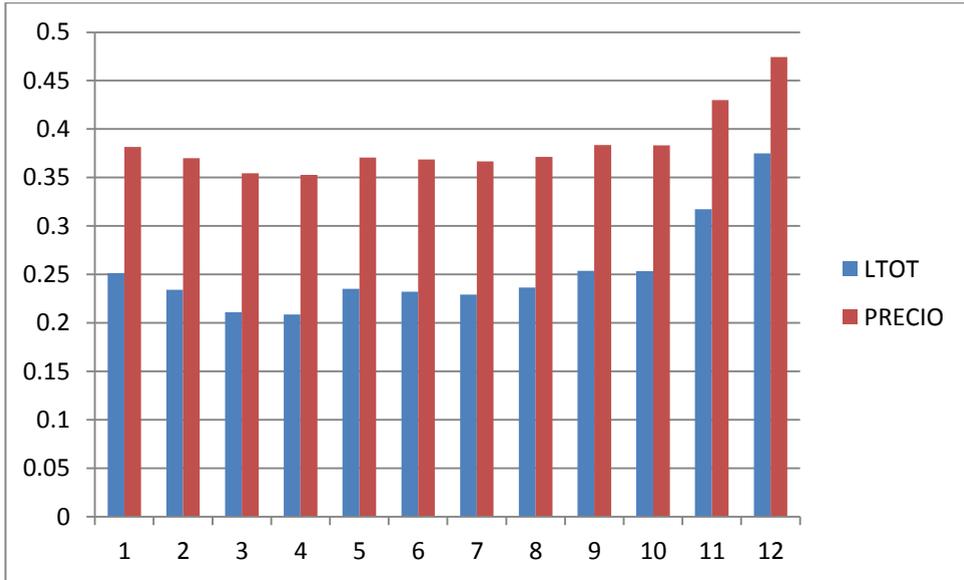


Figura 5-25. Índice de seguridad L y valor unitario pu de la prestación del servicio de PRD antes del colapso del sistema por escasez de PR

CASO 2-2: Límites ampliados de curvas de operación.

Con límites ampliados de las curvas operativas de las unidades de generación, el colapso del sistema solo se alcanza cuando se llega a la bifurcación “saddle”, como consecuencia de un aumento progresivo de la carga, que se alcanza el máximo valor de demanda impuesto por la mencionada bifurcación.

Para el Caso2 de estudio, las condiciones son las mismas que se analizaron en el Caso1 de estudio, presentado en la sección anterior. En la Tabla 5-7 se representan nuevamente los escenarios operativos previos al punto de colapso del sistema, así como el índice de seguridad total LTOT y la remuneración que el OS está dispuesto a pagar por la valoración de la prestación del servicio CT/SPRD, para cada escenario operativo.

Tabla 5-7. Valoración de la remuneración por la prestación del servicio de CT/SPRD

ESCENARIO	LTOT	PRECIO (\$pu/MVAR)
1	0.25124	0.3817
2	0.23400	0.3698
3	0.21093	0.3544
4	0.20860	0.3529
5	0.23514	0.3705
6	0.21828	0.3592
7	0.28669	0.4072
8	0.32411	0.4351
9	0.36112	0.4635
10	0.34454	0.4507
11	0.42653	0.5152
12	0.48086	0.5592
13	0.57206	0.6344
14	0.58672	0.6467
15	0.60199	0.6594
16	0.63365	0.6860
17	0.66593	0.7132
18	0.69926	0.7415
19	0.81894	0.8436
20	0.93466	0.9434
21	0.93270	0.9417
22	0.92938	0.9388
23	0.98251	0.9848
24	1.01314	***
25	1.03464	***
26	1.00071	***

La Figura 5-26 resume gráficamente la relación entre el índice de seguridad y el precio de remuneración por prestación del servicio. El OS deberá tomar las

acciones preventivas necesarias, para evitar que el sistema alcance el inevitable punto del colapso de tensión, si la demanda continúa creciendo de manera progresiva. La remuneración adecuada de la prestación del servicio de PRD evita que el sistema colapse por agotamiento de las reservas de potencia reactiva.

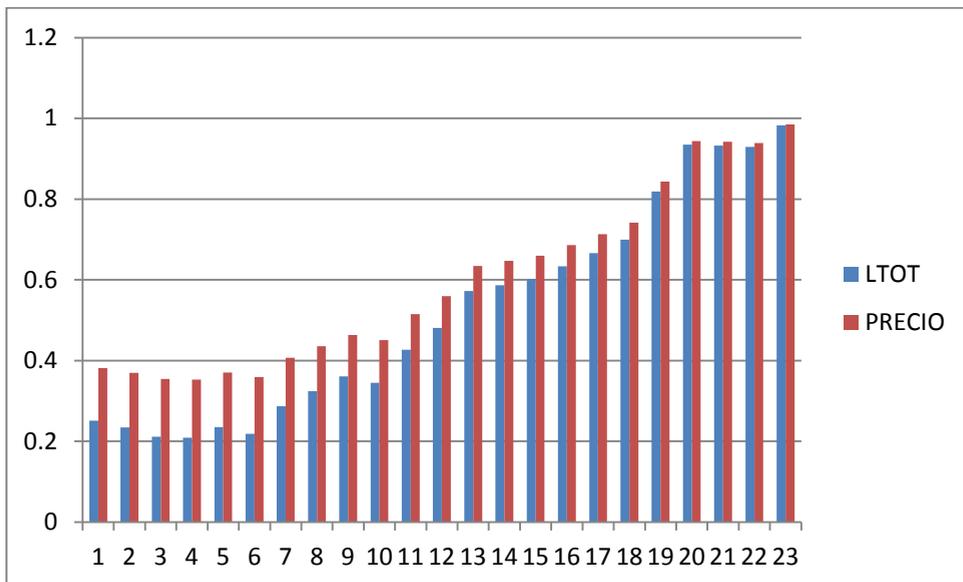


Figura 5-26. Índice de seguridad del sistema y precios de remuneración del servicio de CT/SPRD

Entre las acciones que puede tomar el OS ante un crecimiento progresivo de la carga, se encuentra la gestión de la participación de la demanda para evitar el colapso de tensión. En el siguiente capítulo de esta tesis, se aborda este asunto desde la perspectiva de la aplicación del método desarrollado, para remunerar la participación de la demanda.

5.2.4. Conclusiones del caso de estudio 2.

Las siguientes son las conclusiones sobre el Caso de Estudio 2

- La remuneración adecuada por la prestación del servicio de CT/SPRD, evita que se presenten colapsos del sistema por agotamiento de la reserva

de PRD, y estimula la ampliación de las curvas de capacidad operativa de las unidades de generación, evitando la escasez de PRD.

- El cálculo de la distancia al colapso de tensión en función del índice L, tanto en MW como en MVAR, le permite al OS tomar las acciones necesarias para minimizar el riesgo del colapso.
- Las unidades de generación que alcancen sus límites de absorción/producción de PR, deben ser restringidas en la producción adicional de potencia activa, una vez hayan alcanzado los límites mencionados.
- Cuando el OS prevea agotamiento de la reserva de potencia reactiva, deberá convocar a proveedores de PRD en tiempo real, incluyendo a aquellos que no se encuentren despachados.

5.3. Conclusiones

La riesgos de seguridad del sistema de potencia, asociados al colapso de tensión, se minimizan, mediante el empleo del índice de estabilidad L y de la distancia del punto de operación al punto de colapso. El comportamiento tanto del índice L, como del cálculo de la distancia al punto de colapso, se probó con desviaciones inferiores al 5% de las previsiones realizadas por estos índices, con respecto a los resultados obtenidos mediante el empleo de la herramienta Power World.

La remuneración por la prestación del servicio de CT/PRD a los agentes del mercado, en particular a los generadores, contribuye a minimizar los riesgos de colapso del sistema por insuficiencia de PRD, estimulando la ampliación de las curvas operativas de las unidades de generación y de los límites severos de producción/absorción de potencia reactiva.

Con el método de remuneración para la prestación del servicio de CT/SPRD desarrollado en esta tesis, los agentes que participan en el mercado principal de energía, tienen la opción de participar en la prestación del servicio

complementario, cuando no son despachados por mérito en el mercado principal. Esta opción la toman conociendo el estado de seguridad de sistema mediante el índice L, y conociendo la curva de remuneración que el OS emplea para retribuir a los prestadores del servicio.

El OS posee los elementos necesarios para tomar las acciones preventivas que minimicen el colapso del sistema, al tener integrados el índice de estabilidad, la distancia al colapso y el precio que está dispuesto a pagar por la prestación del servicio complementario de CT/SPRD. En particular, el método de remuneración propuesto le permite evaluar si es más eficiente continuar remunerando la prestación del servicio o efectuar deslastres de carga.

5.4. Aportaciones del capítulo

En este capítulo se demuestra el desempeño adecuado del índice L para cuantificar la estabilidad del sistema de potencia. Se aporta un nuevo y sencillo método para el cálculo de la distancia al colapso de tensión, basado en el índice L, medida esta distancia tanto MW como en MVAR.

En este capítulo se propone y desarrolla un novedoso método para la valoración y remuneración de la prestación del servicio complementario de CT/SPRD, que relaciona el valor de la seguridad del sistema, medida indirectamente a través del índice L, con el precio que se está dispuesto a pagar como compensación por la prestación del servicio. El método permite valorar la volatilidad del valor de la seguridad mediante la desviación estándar del índice L (asociada esta volatilidad a las desviaciones de la tensiones en barras de carga), definir una remuneración mínima, y una tasa de interés libre de riesgo que remunere la reserva de PR, mediante el pago por prestación del servicio.

Por último, en este capítulo se aportan las condiciones y características prácticas mínimas para la participación de un agente en la prestación del servicio complementario de CT/SPRD.

CAPÍTULO 6

Participación de la demanda en la prestación del servicio complementario de control de tensión

La demanda puede integrarse a los mercados de servicios complementarios de dos formas: Mediante el suministro de señales de precio a los consumidores que le incentiven a disminuir sus consumos de servicios complementarios, o permitiéndoles que participen como proveedores de estos servicios cuando sean apropiados y fiables (Black 2005).

En general, los consumidores no tienen incentivos para reducir sus requerimientos de servicios complementarios al sistema, ni existen métodos para que la demanda le suministre señales a los proveedores del servicio o al OS de su valor para la prestación de los servicios complementarios.

Las grandes cargas industriales y las empresas comerciales han tenido contratos de cargas interrumpibles que les permiten, en efecto, que puedan ser utilizadas como reserva. Con inversión en infraestructura de medición, de telecomunicaciones y de control, requeridas para permitir la participación activa de la demanda, es posible extender los contratos de cargas interrumpibles y otros mecanismos a cargas residenciales para participar como reservas o proveer otros servicios complementarios, estimulando la participación voluntaria de la demanda (Álvarez, Gabaldón&Molina 2004).

Tradicionalmente, la carga se asume constante y, por lo general, los controles del sistema residen en el lado de la oferta. En situaciones extremas de

emergencia, la carga se desconecta del sistema empleando esquemas de deslastre de carga por baja frecuencia, que ayudan a preservar el balance demanda-generación y a evitar el colapso del sistema. Sin embargo, este tipo de participación de la carga es involuntaria y no compensada y se utiliza sólo como último recurso en circunstancias inusuales. Hasta la fecha, ha habido alguna participación limitada de la carga en el control de frecuencia, tanto en el suministro de energía, como en la prestación de servicios complementarios, aunque recientemente la aplicación de los controles sobre el lado de la carga está creciendo. Impulsada por mejores y ampliamente disponibles sistemas de comunicación, la participación de la carga es cada vez más fácil y más fiable.

El empleo de la respuesta de la demanda en el suministro de servicios complementarios a menudo es más beneficioso, tanto para el sistema de potencia como para la carga, que la prestación de estos servicios por parte de los generadores. Entre estos beneficios se encuentran sus respuestas rápidas y fiables, la liberación de los generadores para el suministro de energía, y la realización de interrupciones más cortas y menos frecuentes. La carga participa en algunos mercados de energía, típicamente en el suministro de los servicios de regulación de frecuencia, reserva rodante y reserva suplementaria. Sin embargo, su participación en el control de tensión solo se realiza en condiciones de contingencia.

En esta tesis se propone un método de remuneración para la participación de la demanda en el servicio complementario de control de tensión, empleando una modificación del novedoso método desarrollado en el capítulo anterior para la evaluación y valoración del servicio de CT/SPRD, prestado del lado del suministro

En diferentes mercados de energía, se encuentran fuertes similitudes entre los servicios complementarios básicos. En los países nórdicos la demanda juega un papel importante en la prestación de los servicios complementarios y, bajo algunas condiciones, puede llegar a ser dominante, con una participación de la mitad en las reservas de reemplazo y contingencia, y en la regulación de frecuencia. En el Reino Unido la demanda participa con una tercera parte de la

regulación de frecuencia, mientras que en Australia participa tanto en la regulación de frecuencia como en el control de carga de toda la red, y en el ERCOT provee la mitad de la reserva rodante total.

En esta tesis se propone la aplicación del novedoso método propuesto en el capítulo anterior, para estimular la participación de la demanda como proveedores en la prestación del servicio complementario de control de tensión.

Este capítulo se encuentra organizado de la siguiente manera. En la sección 6.1 se esbozan las generalidades para la participación de la demanda en la prestación del servicio complementario de control de tensión. En la sección 6.2 se adapta el novedoso método desarrollado en el capítulo 5 de esta tesis, para la valoración del servicio complementario de tensión suministrado del lado de la demanda y se presenta su aplicación en el sistema de prueba de nueve barras del WSCC. La sección 6.2 presenta las conclusiones y la 6.3 las aportaciones del capítulo.

6.1. Participación de la demanda en la prestación del servicio de control de tensión

Dado que los niveles de tensión en las barras de carga están directamente relacionados con los consumos de la demanda, tanto de potencia activa como de potencia reactiva, la participación del consumidor en la prestación del servicio complementario de control de tensión surge de manera natural. Esta participación actualmente se realiza a través de los programas de manejo de cargas interrumpibles. Los aspectos típicos que son tenidos en cuenta en los programas de manejo de cargas interrumpibles son los descuentos de corto plazo que se ofrecen a los consumidores, y beneficios de largo plazo que se les brindan en términos de reducción de cargos de consumo por participación en programas de manejo de cargas interrumpibles.

La selección de los diferentes tipos de cargas interrumpibles obedece a las siguientes consideraciones: Notificación previa de la reducción de carga (que puede ser de horas, días o semanas), duración de la reducción, y naturaleza y coste asociado con la reducción de carga.

La participación de demanda en el servicio complementario de control de tensión requiere el empleo de alguna forma de automatización y control. En términos generales, la carga a ser controlada tiene que cumplir ciertos requisitos de disponibilidad, la cual debe ser bien entendida para cuantificar el nivel de respuesta que la carga puede proporcionar bajo una variedad de circunstancias, períodos de tiempo y condiciones de operación: La rapidez con que estas cargas pueden responder con respecto a una señal, la rapidez y los límites generales de respuesta a la señal de cambio del consumo de electricidad, y el impacto de la frecuencia con que pueden hacerlo, son aspectos relevantes para la prestación del servicio complementario.

La caracterización e identificación de las limitaciones físicas y los aspectos operativos de las cargas son la clave para una participación exitosa de la demanda, con características de respuesta que sean aceptables para la carga, pero que al mismo tiempo puedan ser detectadas por el sistema de potencia.

Las características de los costes de la carga son bastante diferentes de los costes de generación. Para muchas cargas, el coste por unidad de respuesta se incrementa con la duración de la respuesta; algunas cargas pueden tener poco o ningún coste de arranque, pero estos costes se incrementan con la duración. Este caso es opuesto al de la mayoría de los costes por unidad de generación, en los que generalmente hay un coste inicial asociado al arranque de la unidad o con la rampa requerida para alcanzar los niveles de producción; la operación continua en un determinado nivel de potencia típicamente puede sostenerse de manera indefinida a un coste constante. Esto conduce a un coste compuesto de la respuesta que es decreciente con la duración de la respuesta.

6.2. Valoración de la prestación del lado de la demanda del servicio de control de tensión

Si se consideran establecidos los requisitos técnicos de participación de la carga, en términos de tiempo de respuesta a un requerimiento de variación de consumo de energía, rampa de tiempo para alcanzar el consumo objetivo, duración de la

variación del consumo y frecuencia a que puede ser sometida la carga a variaciones de consumo de energía, se puede entonces establecer una relación entre el precio a reconocer a la demanda por la prestación del servicio, y el índice de seguridad de la barra a la cual está conectada la carga. Este es un caso típico de determinación del valor de una opción de venta, por parte de la demanda, y para su determinación se aplica una adaptación del método desarrollado en el capítulo anterior.

6.2.1. Método para la remuneración del servicio de control de tensión del lado de la demanda

Se considera que la demanda reconoce al OS una tasa de interés “r” libre de riesgo, o tasa de descuento, por su participación en la prestación del servicio complementario de control de tensión. En este caso, una tasa de descuento muy alta, implica que la carga está dispuesta a prestar su servicio a un precio muy bajo.

La valoración del servicio prestado por la demanda se establece en función de la reducción efectiva del índice L, por cada unidad de variación de la energía que deja de ser consumida por la carga. El precio que cobra la demanda que presta el servicio complementario de control de tensión, debe ser proporcional a su contribución en la disminución del índice L. A partir de la Ecuación 5-9, puede determinarse la variación del precio de la seguridad, con respecto a la variación del índice de seguridad. En efecto,

$$dP = \left(\frac{dL}{L}\right) * \left[K_1 * \left(-\frac{a-1}{2} + \sqrt{\frac{(a-1)^2}{4} + a} \right) * e^{\left(-\frac{a-1}{2} + \sqrt{\frac{(a-1)^2}{4} + a} \right) Ln(L)} + K_2 * \left(-\frac{a-1}{2} - \sqrt{\frac{(a-1)^2}{4} + a} \right) * e^{\left(-\frac{a-1}{2} - \sqrt{\frac{(a-1)^2}{4} + a} \right) Ln(L)} \right] = P_d \quad (6.1)$$

En (6.1), $P_d = dP$ es el precio que cobra la demanda por la prestación del servicio, y dL es la variación del índice L como consecuencia de la participación de la carga; en consecuencia, P_d depende del valor inicial del índice L y de su disminución efectiva dL .

$$P_d = dP = f(L, dL) \quad (6.2)$$

En la Figura 6-1 se representa la variación del precio del servicio prestado por la demanda, en función del índice L y de su disminución, para valores de $\sigma=0.25$, $r=0$ y $K2=0.1$.

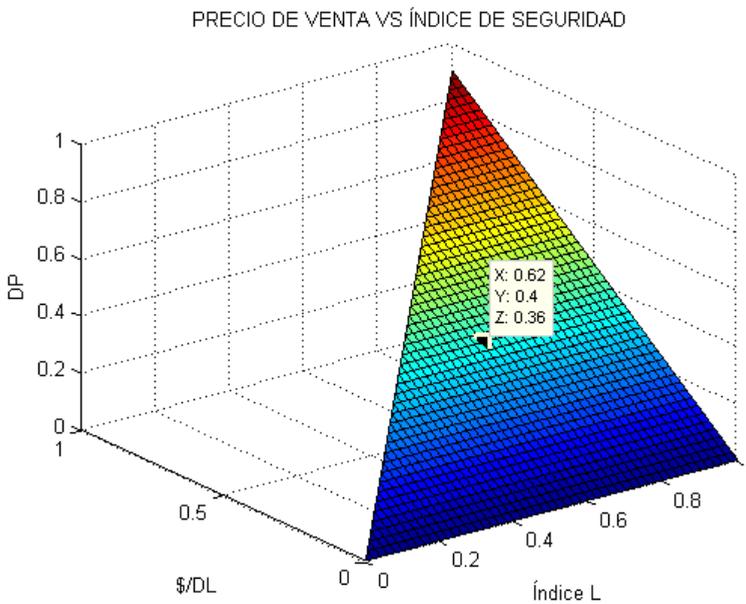


Figura 6-1. Valoración de la variación del consumo, con $\sigma=0.25$, $r=0$ y $K2=0.1$

Se evidencia que sin tasa de descuento, la demanda cobra por la prestación del servicio para todo $L>0$.

Las Figuras 6-2 y 6-3 ilustran el comportamiento del precio para valores $r=0.01$ y $r=0.05$, respectivamente, con $\sigma=0.25$ y $K2=0.1$ en ambos casos. En la medida en que la tasa de descuento aumenta, se presenta una zona en la que la demanda estaría dispuesta a prestar el servicio de control de tensión sin remuneración alguna.

La Figura 6-4 ilustra el comportamiento del precio del servicio prestado por la carga, ante variaciones altas del índice de seguridad. El OS se protege contra estas desviaciones, con zonas en las que no se remunera la prestación del servicio.

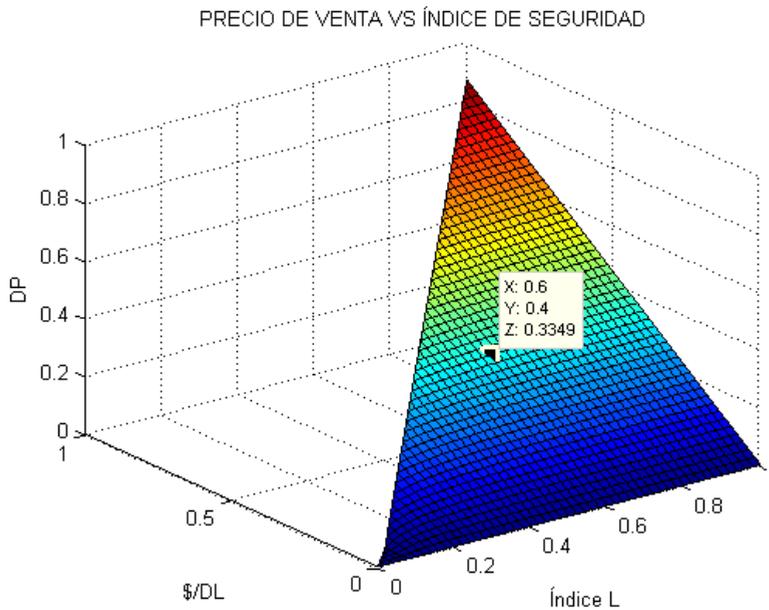


Figura 6-2. Valoración de la variación del consumo, con $\sigma=0.25$, $r=0.01$ y $K2=0.1$

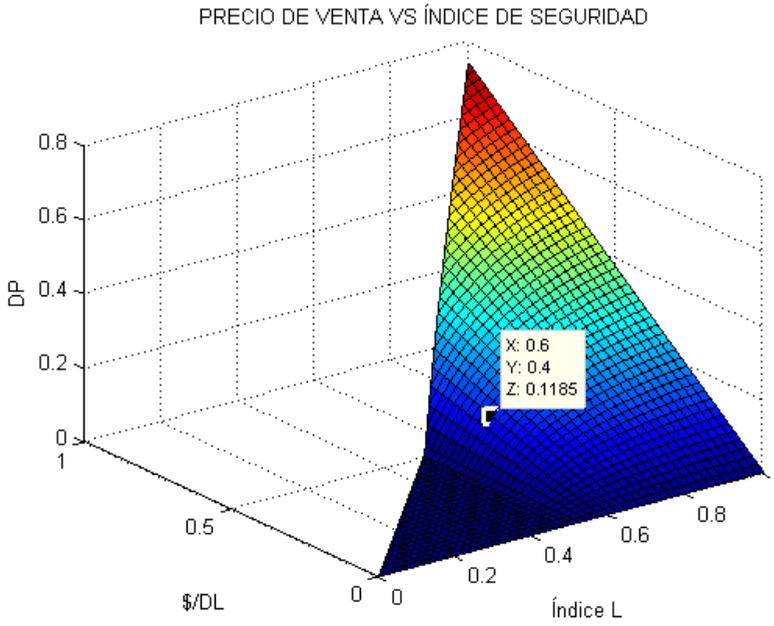


Figura 6-3. Valoración de la variación del consumo, con $\sigma=0.25$, $r=0.05$ y $K2=0.1$

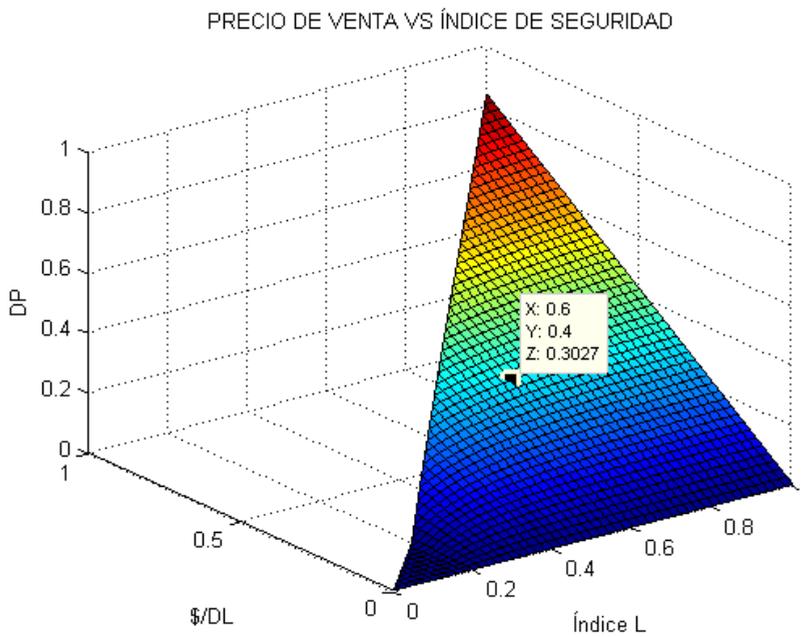


Figura 6-4. Valoración de la variación del consumo, con $\sigma=0.4$, $r=0.01$ y $K2=0.1$

6.2.2. Aplicación del método de remuneración del servicio de control de tensión del lado de la demanda

A continuación se aplica el método desarrollado para la remuneración del servicio de control de tensión del lado de la demanda, utilizando el sistema de prueba de nueve barras del WSCC.

Para tal efecto, se asume $\sigma=0.25$ (que corresponde a variaciones típicas de los valores nominales de tensiones de barra), $K2=0.1$ (como promedio de los costes de producción de PRD) y $r=0.01$ para la tasa de descuento.

Un consumidor decide su participación en el control de tensión de su barra de carga, una vez que conoce el precio del mercado de energía, ofreciendo una tasa de descuento, conjuntamente con las características técnicas de reducción de la carga, tales como duración de la prestación del servicio, frecuencia de su prestación, entre otras. Para la evaluación de su oferta, el consumidor debe conocer la desviación estándar de la tensión de su barra de carga, así como el valor de $K2$.

En la Figura 6-5 se muestra el flujo de carga para la condición operativa inicial del sistema, que presenta un alto índice de degradación de la tensión de la barra 8, que se encuentra próxima al colapso.

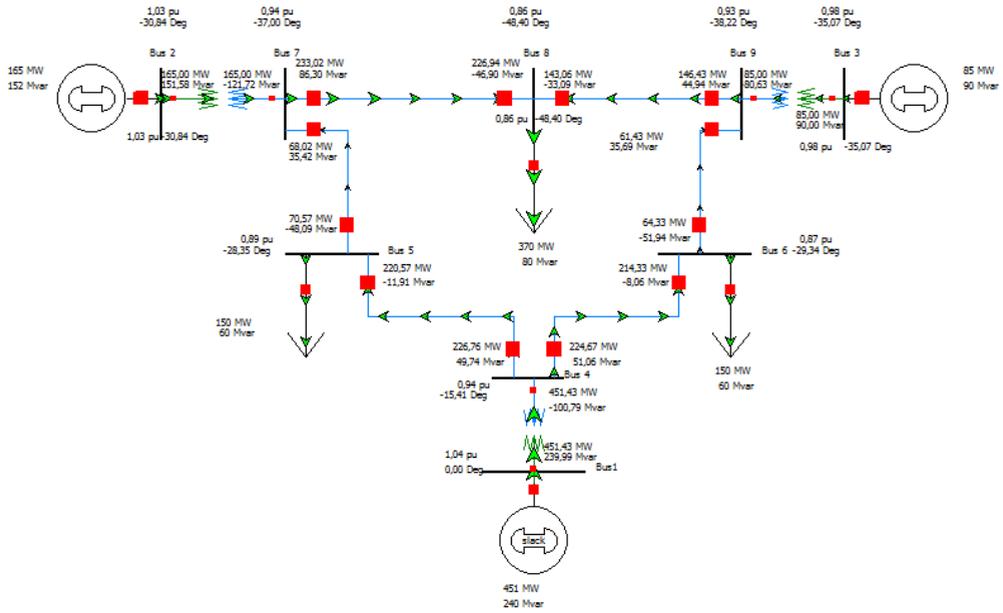


Figura 6-5. Flujo de carga para el estado operativo inicial del sistema

La Tabla 6-1 resume las condiciones del sistema desde el estado operativo inicial, hasta otro en el que el sistema es recuperado y llevado a una condición segura, mediante la participación de la carga.

Tabla 6-1. Precio de participación de la carga en el control de tensión de la barra 8

ESCENARIO	L8	DEL L8	PR_DEM	DEL MW	TENSIÓN B8
1	0.93466	0	0	0	0.8626
2	0.81894	0.11572	0.1001	20	0.8936
3	0.69926	0.11968	0.1027	30	0.9168
4	0.66593	0.03333	0.0283	10	0.9213
5	0.63365	0.03228	0.0273	10	0.9256
6	0.60199	0.03166	0.0266	10	0.9298
7	0.58672	0.01527	0.0128	5	0.9317
8	0.57206	0.01466	0.0122	5	0.9334
9	0.48086	0.0912	0.076	30	0.9476

La condición segura se alcanza mediante escalones de reducción de carga, que recuperan el nivel de tensión de la barra 8. El precio por cada unidad de energía reducida en la carga varía dependiendo de la reducción del índice L8 y del valor inicial de éste, y oscila entre el 10% y el 1% del valor del precio de mercado unitario de la energía.

En las Figuras 6-6 y 6-7 se ilustran los precios por unidad de energía reducida, la reducción del índice de seguridad y la tendencia de este, ante cada escalón de reducción de la carga.

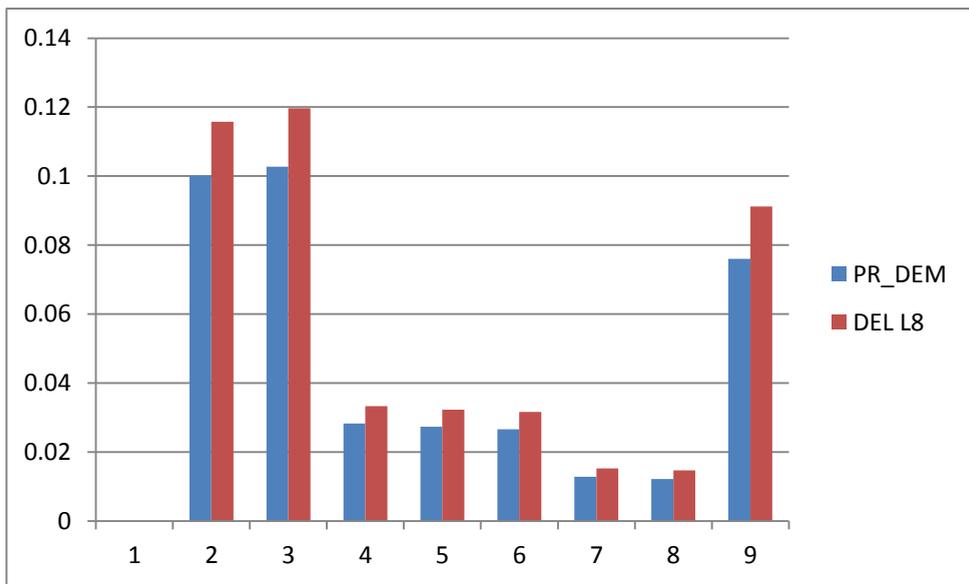


Figura 6-6. Precio de participación de la demanda y variación del índice L

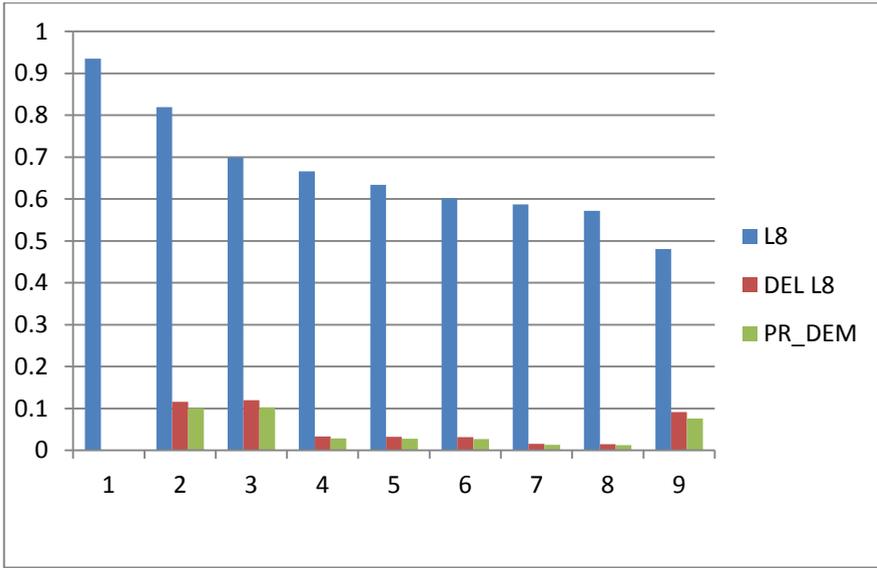


Figura 6-7. Disminución del índice L

Los escalones de reducción de carga se ilustran en la Figura 6-8, mientras que el perfil de recuperación de la tensión de la barra 8 se ilustra en la Figura 6-9

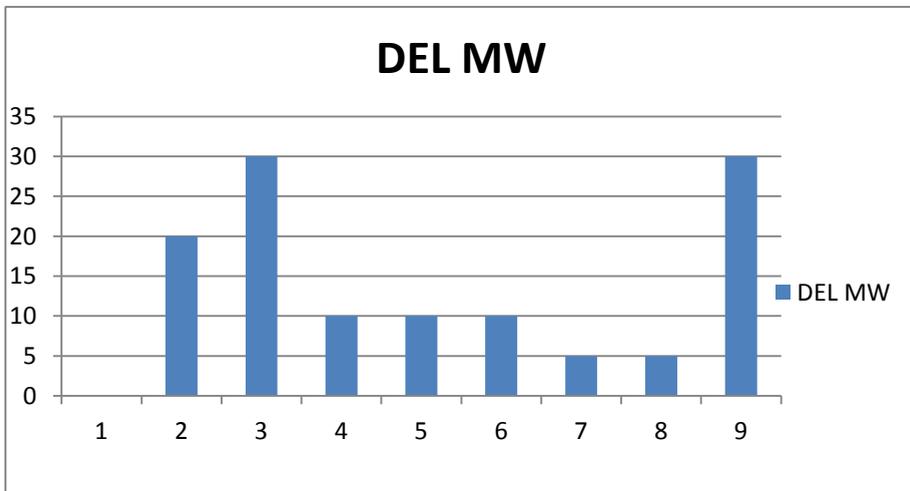


Figura 6-8. Variación de la carga

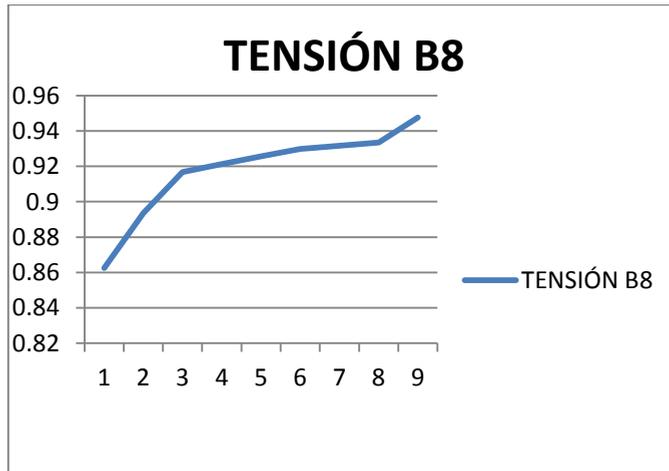


Figura 6-9. Perfil de tensión de la barra 8

El escenario operativo final del sistema, una vez es llevado a una condición segura se muestra en la Figura 6-10

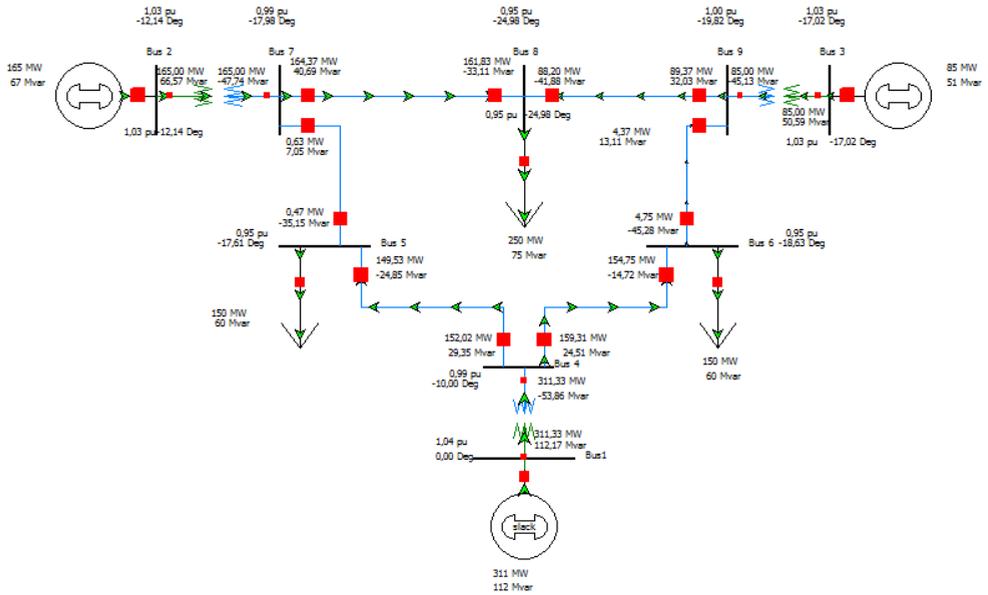


Figura 6-10. Flujo de carga para el escenario operativo final del sistema.

6.3. Conclusiones

La participación de la demanda en la prestación del servicio complementario de tensión, permite una mayor diversificación de los proveedores de este servicio, evitando el ejercicio de poder de mercado asociado a la prestación de este servicio complementario, dada su connotación local.

Una vez establecida la caracterización de los requisitos técnicos para la participación de la carga en la prestación del servicio de control de tensión, su participación presenta amplias ventajas sobre otros proveedores, por su directa incidencia en la tensión de la barra local de carga (y por consiguiente en su índice de seguridad), permitiendo la liberación de los generadores para el suministro de energía.

La remuneración por la prestación de este servicio del lado de la demanda no supera, en general, el 10% del precio unitario del mercado de la energía, haciendo más eficiente la seguridad del sistema de potencia y evitando restricciones por tensión en el despacho de energía.

6.4. Aportaciones del capítulo

En este capítulo se aporta una extensión del nuevo método desarrollado en el capítulo anterior para la valoración de la PRD, aplicada a la remuneración de la prestación del servicio complementario de control de tensión, del lado de la demanda.

Conclusiones y Aportaciones

En los capítulos anteriores de esta tesis se partió del análisis comparativo de los servicios complementarios que se consideran asociados a la potencia activa, para evaluar la prestación de estos servicios en los mercados eléctricos competitivos. De este análisis se concluye que la modalidad más común de remuneración de los servicios complementarios asociados a la potencia activa, es el pago por reserva de capacidad o disponibilidad. Esta modalidad de remuneración está firmemente atada a la volatilidad de los precios de la energía, dado que los costes de oportunidad de este último mercado son el conductor de precios para los servicios complementarios y, en consecuencia, estos pueden llegar a ser aún más volátiles que los precios de la energía misma. De igual manera se llevó a cabo el análisis comparativo de los servicios complementarios que se consideran asociados a la potencia reactiva, tales como los servicios de control de tensión/soporte de potencia reactiva (CT/SPR) y de restablecimiento del sistema. De este análisis se concluye que los mecanismos de compensación de la potencia reactiva (en particular de la potencia reactiva dinámica) basados en reglas de mercado no se encuentran bien establecidos o no son consistentes y, en consecuencia, los incentivos financieros para minimizar los costes del sistema asociados al CT/SPR son bastante limitados. Del análisis se concluye además, que la única de las partes involucradas que realmente tiene un claro interés para minimizar los costes asociados a la seguridad del sistema de potencia, es el consumidor final.

En esta tesis se resuelve el problema de los incentivos financieros, partiendo de una novedosa adaptación de la ecuación de Black-Scholes para mercados de

opciones, mediante la asociación de la remuneración del servicio complementario de CT/SPRD con el índice de Kessel de seguridad del sistema. Este método permite estimular la capacidad de reserva de potencia reactiva dinámica, sin realizar pagos por capacidad a los agentes. Así mismo, en esta tesis se resuelve el problema de la remuneración de la demanda por la prestación del servicio complementario de control de tensión, con el objeto de minimizar los costes asociados a la seguridad del sistema de potencia.

7.1. Conclusiones

- La obtención adecuada de la prestación de los servicios de CT/SPRD es esencial en los sistemas de potencia con el fin de garantizar su operación segura y fiable. La potencia reactiva dinámica (PRD) es esencial para cubrir las necesidades operativas del sistema en tiempo real y ante contingencias por lo que la evaluación de las restricciones físicas para la prestación del servicio de CT/SPRD es de trascendente importancia. La adecuada compensación de la prestación del servicio de soporte de PRD, debe tener en cuenta la evaluación previa de las características y límites físicos de las fuentes que prestan este servicio.
- Los límites operativos de los sistemas de excitación de las unidades de generación tienen una influencia directa sobre la estabilidad del sistema de potencia, cuando estas unidades alcanzan su límite de producción/absorción de potencia reactiva, al pasar las barras de generación tipo PV a ser barras de carga negativa tipo PQ.
- La evaluación de las limitaciones físicas de los generadores, principal fuente de PRD, refleja las implicaciones que se obtienen cuando una unidad de generación alcanza su límite de absorción/producción de potencia reactiva, la cual lleva el sistema a un punto de oscilación de baja frecuencia, a causa de una bifurcación de Hopf. Esta es la causa de algunas de las oscilaciones lentas de potencia que se vienen presentando en algunos mercados de energía eléctrica. Una condición límite local tal como la descrita, incide en la estabilidad global del sistema de potencia.

- En los mercados eléctricos competitivos se viene operando cada vez más en límites del sistema, agotándose el suministro/absorción de potencia reactiva de algunos agentes generadores que no tienen incentivos para ampliar sus límites operativos, conduciendo el sistema a condiciones de inestabilidad, por escasez de PRD.
- El operador del sistema de potencia debe garantizar la prestación del servicio complementario de control de tensión/potencia reactiva dinámica, evaluando que no se agoten las reservas de potencia reactiva de las unidades de generación, con el objeto de evitar que las barras de generación se conviertan en nudos de carga negativa, los cuales pueden conducir a oscilaciones del sistema como consecuencia de puntos operativos en que se presentan bifurcaciones de Hopf.
- Se emplea el índice cuantitativo L de Kessel y Glavitsch, como base para el cálculo de la valoración de la producción y la reserva de PRD, para representar el valor de utilidad de la producción de potencia reactiva dinámica de los generadores, con el objetivo de minimizar los riesgos asociados a un colapso de tensión y realizar una gestión eficiente para la prestación del servicio complementario de CT/SPR. Este índice mide esencialmente la importancia relativa de la fuente de PRD y no tiene relación directa con los costes de capital o de oportunidad de estas fuentes.
- La valoración y remuneración de la prestación del servicio de CT/SPRD, se realiza considerando la compra del servicio como una opción financiera por parte del OS, y desarrollando el método mediante la modificación de la ecuación de Black-Scholes y su correlación con el índice L.
- La riesgos de seguridad del sistema de potencia, asociados al colapso de tensión, se minimizan, mediante el empleo del índice de estabilidad L y de la distancia del punto de operación al punto de colapso.
- La remuneración a los agentes generadores por la prestación del servicio de CT/PRD, empleando la metodología desarrollada en esta tesis, contribuye a minimizar los riesgos de colapso del sistema por insuficiencia de PRD, estimulando la ampliación de las curvas operativas de las unidades de

generación y de los límites severos de producción/absorción de potencia reactiva.

- Con el método de remuneración para la prestación del servicio de CT/SPRD desarrollado en esta tesis, los agentes que participan en el mercado principal de energía, tienen la opción de participar en la prestación del servicio complementario de CT/SPRD, cuando no son despachados por mérito en el mercado principal.
- El OS posee los elementos necesarios para tomar las acciones preventivas que minimicen el colapso del sistema, al tener integrados el índice de estabilidad, la distancia al colapso y el precio que está dispuesto a pagar por la prestación del servicio complementario de CT/SPRD.
- La participación de la demanda es fundamental para minimizar los riesgos de seguridad del sistema de potencia.
- La participación de la demanda en la prestación del servicio complementario de tensión, permite una mayor diversificación de los proveedores de este servicio, evitando el ejercicio de poder de mercado asociado a la prestación de este servicio complementario, dada su connotación local.
- La remuneración para la participación de la demanda en el servicio complementario de control de tensión, se realiza empleando una modificación del novedoso método desarrollado para la evaluación y valoración del servicio de CT/SPRD, prestado del lado del suministro.
- La participación de la carga presenta amplias ventajas sobre otros proveedores, por su directa incidencia en la tensión de la barra local de carga (y por consiguiente en su índice de seguridad), permitiendo la liberación de los generadores para el suministro de energía.

7.2. Aportaciones

Las principales aportaciones de esta tesis son las siguientes:

- Demostración de que las unidades de generación que agotan sus reservas de potencia reactiva deterioran la seguridad del sistema al propiciar oscilaciones que son originadas por bifurcaciones de Hopf, las cuales se presentan en determinados puntos de operación de carga negativa.
- Método de análisis alternativo para el estudio de las oscilaciones lentas de potencia, del orden de 0.5 Hz, mediante el cual se concluye que estas oscilaciones globales, consideradas típicamente electromecánicas, pueden ser inducidas por oscilaciones locales de unidades de generación que han agotado su reserva de potencia reactiva.
- Explicación de la formación de las oscilaciones de baja frecuencia en el sistema colombiano, como una consecuencia de las unidades de generación que, habiendo agotado su reserva de potencia reactiva, continúan suministrando energía al sistema como cargas negativas.
- Demostración del desempeño adecuado del índice L para cuantificar la estabilidad del sistema de potencia. Se aporta un nuevo y sencillo método para el cálculo de la distancia al colapso de tensión, basado en el índice L, medida esta distancia tanto en MW como en MVAR.
- Desarrollo de un novedoso método para la valoración y remuneración de la prestación del servicio complementario de CT/SPRD, que relaciona el valor de la seguridad del sistema, medida indirectamente a través del índice L, con el precio que se está dispuesto a pagar como compensación por la prestación del servicio.
- Definición de las condiciones y características prácticas mínimas para la participación de un agente generador en la prestación del servicio complementario de CT/SPRD.
- Extensión del nuevo método desarrollado para la valoración de la PRD, aplicado a la remuneración de la prestación del servicio complementario de control de tensión, del lado de la demanda.

7.3. Perspectivas de trabajos futuros

Con la metodología de remuneración desarrollada en esta tesis por la prestación del servicio complementario de CT/SPR, se resuelve el problema de los pagos por capacidad de reserva que se reconocen típicamente en la prestación de los servicios complementarios asociados a la potencia reactiva. La metodología incluye la remuneración tanto del lado del suministro, como del lado de la demanda. Una continuación de los resultados de esta investigación lo constituye el análisis de la aplicación de la metodología a los servicios complementarios asociados a la potencia activa.

De otro lado, y en una perspectiva más amplia, se requiere también investigar la necesidad de los pagos por mercados de capacidad para sostener la viabilidad de los generadores dado que hay poco acuerdo sobre como debieran trabajar estos mercados. El problema básico consiste en que los mercados de capacidad deciden que generación se construye, mientras que los mercados de energía deciden que generación se produce, con años de separación entre una y otra decisión. La metodología desarrollada en esta tesis tiene un potencial de aplicación en la solución de la necesidad o no de los mercados explícitos de capacidad, con respecto a los mercados únicos de energía.

De igual manera, es importante investigar la aplicación de la metodología desarrollada en esta tesis, para la obtención de reservas de reemplazo y equilibrio de energía, particularmente en el mercado colombiano de electricidad donde el sistema es altamente ineficiente por los altos costes de las restricciones.

Es importante realizar investigaciones sobre la participación de la demanda, no solamente como carga desconectable para contribuir al mejoramiento del índice de estabilidad del sistema, sino además, como proveedor de PRD. El manejo de grandes motores de frecuencia variable, o los alimentadores de potencia ininterrumpibles (UPS's) de estado sólido podrían construirse con capacidad de PRD para brindar soporte a la red de potencia. Reviste particular importancia realizar investigaciones en Colombia y España sobre aspectos regulatorios de índoles operativa y comercial, que estimulen la participación activa de la demanda en la prestación de servicios complementarios.

La caracterización de la carga continúa siendo una perspectiva importante de investigación, dado que nuevos tipos de carga están causando fuertes “puntas” de tensión y deterioro de los factores de potencia.

Una línea de investigación importante es la caracterización de fuentes de PRD en el nivel de distribución. Esta puede ser suministrada por a) sistemas de generación con capacidad de regulación de tensión; b) celdas de combustible, sistemas fotovoltaicos y microturbinas equipados con inversores con capacidad de operar a un reducido factor de potencia y de realizar regulación de tensión y c) motores de velocidad variable con “front ends” activos controlados para regular tensión.

También es importante desarrollar trabajos futuros de investigación que permitan la caracterización de fuentes de PRD en el ámbito de la generación dispersa, en particular, de las fuentes de generación de energía renovable.

Bibliografía

- Aboreshaid&Billinton 1999. Aboreshaid S, Billinton R. "Probabilistic Evaluation of Voltage Stability". IEEE Trans Power Syst 1999,14(1).
- Ajjarapu 1992. V. Ajjarapu and B. Lee. "Bifurcation theory and its application to nonlinear dynamical phenomena in an electrical power system". IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 7, No. 1, FEB 1992.
- Alan 2009. Alan G. Isemonger, "The evolving design of RTO ancillary service markets", Energy Policy 37, 2009.
- Alvarado *et. al.* 1996. Fernando Alvarado, Romkaew Broehm, Laurence D. Kirsch and Alla Panvini, Retail Pricing of Reactive Power Service, 1996 EPRI Conference on Innovative Approaches to Electricity Pricing, La Jolla, CA, March 27-29, 1996.
- Álvarez, Gabaldón & Molina 2004. Carlos Alvarez, Antonio Gabaldón and Angel Molina. "Assessment and Simulation of the Responsive Demand Potential in End-User Facilities: Application to a University Customer", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 19, No. 2, May 2004.
- Anderson&Fouad 1997. P. M. Anderson and A. A. Fouad. "Power System Control and Stability", Vol. I, The Iowa State University Press, Ames, Iowa, USA, 1977.
- Arrowsmith&Place 1992. D. K. Arrowsmith and C. M. Place. "Dynamical Systems. Differential equations, maps and chaotic behavior". Chapman & Hall, 1992.
- Baughman& Siddiqi 1991. Martin L. Baughman and Shams N. Siddiqi, "Real-Time Pricing of Reactive Power: Theory and Case Study Results", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 6, No. 1, pp. 23-29, February 1991.
- Baughman, Siddiqi & Zarnikau 1997a. M. L. Baughman, S.N. Siddiqi and J. W. Zarnikau, "Advanced Pricing in Electrical Systems. I. Theory," IEEE Transactions on Power Systems, Vol.12, No.1, pp.489-495, February 1997.
- Baughman, Siddiqi & Zarnikau 1997b. M. L. Baughman, S.N. Siddiqi and J. W. Zarnikau, "Advanced Pricing in Electrical Systems: II. Implications," IEEE Transactions on Power Systems, Vol.12, No.1, pp.496-502, February 1997.
- Berizzi *et. al.* 2009. A. Berizzi, C. Bovo, D. Cirio, M. Delfantia, M. Merlo and M. Pozzi. "Online fuzzy voltage collapse risk quantification". Electric Power Systems Research, 79, 2009.
- Black 2005. Jason W. Black. "Integrating Demand into the U.S. Electric Power System: Technical, Economic and Regulatory Frameworks for Responsive Loads". MIT, 2005

- Bolton *et. al.* 2000. M.A. Bolton Zammit, D.J. Hill, R.J. Kaye, “Designing ancillary services markets for power system security”, IEEE Trans. Power Syst. 15, 2000.
- Brendan 2007. Brendan Kirby, “Ancillary Services: Technical and Commercial Insights”, wätsilä, july 2007
- Chattopadhyay *et.al.* 1995. D. Chattopadhyay, K. Bhattacharya and J. Parikh, “Optimal Reactive Power Planning and its Spot-Pricing: An Integrated Approach,” IEEE Transactions on Power Systems, Vol.10, No.4, November 1995
- Choi *et. al.* 1998. J. Y. Choi, S. H. Rim and J. K. Park, “Optimal Real Time Pricing of Real and Reactive Powers”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol.13, No.4, November 1998.
- Chow *et. al.* 2005. Joe H. Chow, Felix F. Wu and James Momoh. “Applied Mathematics for Restructured Electric Power Systems: Optimization, Control, and Computational Intelligence”, Springer Science+Business Media, Inc, 2005.
- Chung, Chung & Lin 2002. C.Y. Chung, T.S. Chung, C.W. Yu, X.J. Lin, “Cost-based reactive power pricing with voltage security consideration in restructured power systems”, Electric Power Systems Research, 2002, In press.
- CREG 2009. www.creg.gov.co
- Debs 1996. Atif S. Debs. “Modern Power Systems Control and Operation: A Study of Real Time Operation of Power Utility Control Centers”. Decision System International (Interim Revised Edition), Atlanta, 1996.
- Doczy *et. al.* 2008. Enese Lieb-Doczy, Isabelle McKenzie and David Squires. “Unbundling ownership and control: international experience of independent system operators”, Int. J. Global Energy Issues, Vol. 29, Nos. 1/2, 2008.
- DOE 2006. US Department of Energy, “Benefits of Demand Response in Electricity Markets and Recommendations for Achieving them”, Report to the United States Congress, February 2006, <http://eetd.lbl.gov>
- Echavarren, Lobato & Rouco 2009. F.M. Echavarren, E. Lobato, L. Rouco, “Steady- state analysis of the effect of reactive generation limits in voltage stability”. Electric Power Systems Research, 79, 2009.
- EPRI 1977. Electric Power Research Institute. “Power System Dynamic Analysis. Phase I”, EPRI EL-0484, 1977.
- ERCOT 2009. www.ercot.com
- ERCOT 2009Rep. www.ercot.com “ERCOT 2008 Annual Report”
- Euroelectric 2000. Euroelectric, Union of the Electricity Industry. “Connection rules for generation and management of ancillary services”, Brussels, Belgium, 2000.

- FERC 1995. U.S. Federal Energy Regulatory Commission 1995, “Promoting Wholesale Competition through Open Access Non-discriminatory Transmission Services by Public Utilities”, Docket RM95-8-000, Washington, DC, March 29
- FERC 2002. www.ferc.gov “Standardized Transmission Service and Wholesale Electric Market Design”, FERC Working Paper FERC, March, 2002.
- FERCa. www.ferc.gov/legal/maj-ord-reg/land-docs/order888.asp
- Final Report 2004. US-Canada Power System Outage Task Force, “Final report on the August 14, 2003 blackout in the United States and Canada: causes and recommendations,” Issued April 2004.
- Gharaveisi *et. al.* 2009. A.A. Gharaveisi a, M. Rashidinejad a, A. Mousavi, “Voltage security evaluation based on perturbation method”. *Electrical Power and Energy Systems*, 31, 2009.
- Guckenheimer&Holmes 1983. John Guckenheimer and Philip Holmes. “Nonlinear Oscillations, Dynamical Systems, and Bifurcations of Vector Fields”. Springer – Verlag New York Inc., 1983.
- Hao 2003. Shangyou Hao, “A Reactive Power Management Proposal for Transmission Operators,” *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 18, No. 4, November 2003.
- Hao&Papalexopoulos 1997. Shangyou Hao and A. Papalexopoulos, “Reactive Power Pricing and Management,” *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol.12, No.1, February 1997.
- Heffner *et. al.* 2007. Grayson Heffner, Charles Goldman, Brendan Kirby and Michael Kintner-Meyer, “Loads Providing Ancillary Services: Review of International Experience”, Berkeley National Lab., May 2007.
- Hirst&Kirby 1999. Eric Hirst and Brendan Kirby. “Ancillary Services”, Oak Ridge National Laboratory, 1999.
- Huang&Nair 2001. G. Huang and N. C. Nair, “An OPF Based Algorithm to Evaluate Load Curtailment Incorporating Voltage Stability Margin Criterion,” in *Proc. of NAPS 2001*, College Station, Texas, Oct. 2001, pp. 164-167
- Ilic&Yu 1999. Marija Ilic and Chien-Ning Yu, “A Possible Framework for Market-Based Voltage/Reactive Power Control,” *IEEE Power Engineering Society Winter Meeting*, New York, February 1999.
- Ilic *et. al.* 2004. Marija Ilic, Marcelo Elizondo, Michael Patnik, Zayra Romo and Zhiyong Wu, “Economies of Scope and Value of Coordination in the Evolving Electric Power Systems,” *Carnegie Mellon Conference on Electricity Transmission in Deregulated Markets*, Pittsburgh, Pennsylvania, December 15 – 16, 2004
- Ismael *et. al.* 2008. Ismael El-Samahy, Kankar Bhattacharya, Claudio Cañizares, Miguel F. Anjos, and Jiuping Pan. “A Procurement Market Model for Reactive Power Services

- Considering System Security”, IEEE Trans. On Power Syst., VOL. 23, NO. 1, February 2008.
- Jia *et. al.* 2005. Jia Hongjie, Yu Xiaodan, Yu Yixin. “An Improved Voltage Stability Index and its Application”, Electrical Power and Energy Systems, 27, 2005.
- Kankar *et. al.* 2001. Kankar Bhattacharya, Math H. J. Bollen, Jaap E. Daalder “Operation of Restructured Power Systems”, KAP., 2001.
- Kankar&Zhong 2001. K. Bhattacharya and J. Zhong, “Reactive power as an ancillary service,” IEEE Trans. Power Syst., vol. 16, pp. 294-300, May 2001.
- Kahn&Baldick 1994. Edward Kahn and Ross Baldick, “Reactive Power is a Cheap Constraint”, The Energy Journal, Vol. No. 4, 1994.
- Keib&Ma 1997. A. El-Keib and X. Ma, “Calculating Short-Run Marginal Costs of Active and Reactive Power Production,” IEEE Transactions on Power Systems.,Vol.12, No.2, pp.559-565, May 1997.
- Kessel & Glavitsch 1986. P. Kessel and H. Glavitsch, “Estimating the Voltage stability of a Power System”. IEEE Trans Power Deliv 1986;PWRD-1(3):346–52.
- Khaparde 2003. S.A Khaparde and A.R. Abhyankar, “Ancillary Services in Deregulated Electricity Marktes”, 2003
- Kirby 2007. Brendan Kirby, “Ancillary Services: Technical and Commercial Insights”, Wärtsilä, July 2007.
- Kobravi *et. al.* 2007. K. Kobravi, W. Kinsner and S. Filizadeh, “Analysis of Bifurcation and Stability in a Simple Power System Using MATCONT”. IEEE Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering, 2007.
- Kundur 1994. P. Kundur, “Power System Stability and Control”, New York: McGraw-Hill, 1994.
- Kwatny *et. al.* 1995. Harry G. Kwatny, Robert F. Fischl and Chika O. Nwankpa. “Local Bifurcation in Power Systems: Theory, Computation, and Application”. Proceedings of the IEEE, Vol. 83, No. 11, November 1995.
- Lin *et. al.* 2003. X. Lin, A. K. David and C. W. Yu. “Reactive Power Optimisation with Voltage Stability Consideration in Power Market Systems”. IEE Proc.-Gener. Transm. Distrib., Vol. 150, No. 3, May 2003
- Lobato *et. al.* 2007. Enrique Lobato Miguélez, Ignacio Egidio Cortés, Luis Rouco Rodríguez, and Gerardo López Camino, “An overview of ancillary services in Spain”, Electric Power Systems Research, May 2007.
- Machowski 1999. Jan Machowski, Janusz W. Bialek and James R. Bumby. “Power System Dynamics and Stability”, U.K, Wiley, 1997.

- Miller 1982. Miller TJE. "Reactive power control in electric systems". New York, Wiley, 1982.
- Moghavvemi&Faruque 1999. Moghavvemi M, Faruque MO. "Power System Security and Voltaje Collapse: a Line Outage Based Indicator for Prediction". Int J Electr Power Energy Syst 1999, 21(7)
- Mohammadi&Gharehpetian 2009. M. Mohammadi, G.B.Gharehpetian. "On-line voltage security assessment of power systems using core vector machines". Engineering Applications of Artificial Intelligence, 22, 2009.
- NECA 2003. "The Performance of the Ancillary Services Markets". National Electricity Code Administrator, Ltd., May 2003.
- NEMMCO 2009. The National Electricity Market Management Company. Annual Report 2008. www.nemmco.com
- NG 2009. www.nationalgrid.com
- OFGEM 2009. www.ofgem.gov.uk
- OMEL 2009. www.omel.es
- Outhred 2004. Outhred, H. "Ancillary Services and their treatment in the NEM". Presented at Queensland Power and Gas Conference Workshop on Network Services and Ancillary Services, 25 February, 2004
- Pama&Radman 2009. Alex Pama, Ghadir Radman. "A new approach for estimating voltage collapse point based on quadratic approximation of PV-curves". Electric Power Systems Research, 79, 2009.
- Pirayesh *et. al.* 2005. Abolfazl Pirayesh, Mehdi Vakilian, Rene Feuillet and Nouredine HadjSaid. "A Conceptual Structure for Value Based Pricing of Dynamic Reactive Power Support", IEEE/PES Transmission and Distribution Conference & Exhibition: Asia and Pacific, Dalian, China, 2005.
- PJM 2009. www.pjm.com
- PO 7.4. Ministerio de Industria y Energía, P., O., 7.4., Servicio complementario de control de tensión, BOE., 197/1998, 1998.
- PSERC 2002. www.pserc.wisc.edu/documents/publications/papers/2002_general/
- PSERC 2010. www.pserc.wisc.edu/documents/publications/papers/2010_general/
- Rainer *et. al.* 2006. R. Rainer, S. Ríos and D. Schiele. "Technical and economic aspects of ancillary services markets in the electric power industry: an international comparison", Energy Policy 34, 2006.

- Rajesh&Padiyar 1999. K.G. Rajesh and K.R. Padiyar, “Bifurcation analysis of a three node power system with detailed models”. *Electrical Power and Energy Systems* vol 21, pp 375–393, 1999.
- REE 2009. www.ree.es/operacion/procedimientos_operacion.asp
- Revel *et. al.* 2010. Gustavo Revel, Andrés E. León, Diego M. Alonso and Jorge M. Moiola. “Bifurcation Analysis on a Multimachine Power System Model”. *IEEE Trans. On Circuits and System*, vol 57, No. 4, pp. 937-949, April 2010.
- Sauer 2003. Peter W. Sauer, “What is Reactive Power?” *Power Systems Engineering Research Center, Department of Electrical and Computer Engineering, University of Illinois at Urbana-Champaign*, September 16, 2003.
- Sauer&Pai 1998. Peter W. Sauer and M. A. Pai, “Power System Dynamics and Stability”, Prentice Hall, NJ, 1988.
- Schisler *et. al.* 2008. K. Schisler, T. Sick and K. Brief. “The Role of Demand Response in Ancillary Services Markets”. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2008.
- Singh&Papalexopoulos 1999. Harry Singh and Alex Papalexopoulos. “Competitive Procurement of Ancillary Services by an Independent System Operator”. *IEEE Trans. On Power Syst.*, Bvol 14, No. 2, May 1999.
- Song&Wang 2003. Yong-Hua Song, Xi-Fan Wang. “Operation of Market-Oriented Power Systems”, Springer, 2003.
- Srivastava 1995. K N Srivastava and S C Srivastava. “Application of Hopf bifurcation theory for determining critical value of a generator control or load parameter”. *Electrical Power & Energy Systems*, Vol. 17, No. 5, pp. 347 354, 1995.
- Strogatz 2001. Steven H. Strogatz. “Exploring Complex Networks”. *Nature*, Vol 410, No. 8, MARCH 2001.
- Tong 2004. Tong Wu, Mark Rothleder, Ziad Alaywan and Alex D. Papalexopoulos. “Pricing Energy and Ancillary Services in Integrated Market Systems by an Optimal Power Flow” *IEEE Trans On Power Systems*, vol.19, No. 1, February 2004.
- Valero *et. al.* 2007. Valero, M. Ortiz, C. Senabre, C. Alvarez, F. Franco, A. Gabaldon, “Methods for customer and demand response policies selection in new electricity markets”, *IET Gen. Transm. Distrib.* 1, 2007, 104–110.
- Van Cutsem 1998. Van Cutsem T, Vournas C. *Voltage stability of electric power systems*. Dordrecht: Kluwer Academic Publishers, 1998
- Wang, Li & Lu 2009. YangWang, Wenyan Li and Jiping Lu, “A new node voltage stability index based on local voltage phasors”, *Electric Power Systems Research*, 79, 2009, pp. 265–271

- Weber *et. al.* 1998. James D. Weber, Thomas J. Overbye, Peter W. Sauer, and Christopher L. DeMarco, "A Simulation Based Approach to Pricing Reactive Power", Proceedings of the Hawaii International Conference On System Sciences, January 6-9, 1998, Kona, Hawaii, www.pserc.wisc.edu.
- Wiggins 2003. Stephen Wiggins. "Introduction to Applied Nonlinear Dynamical Systems and Chaos". Springer Science+Business Media, Inc, 2nd ed., 2003.
- Wood&Wollenberg 2005. A. J. Wood, B. F. Wollenberg, "Power generation, operation & control", J. Wiley& Sons Inc., 2005
- Wu *et. al.* 2004. Tong Wu, Mark Rothleder, Ziad Alaywan, and Alex D. Papalexopoulos. "Pricing Energy and Ancillary Services in Integrated Market Systems by an Optimal Power Flow", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 19, NO. 1, February 2004.
- XM 2009. www.com.co
- Xu *et.al.* 2001. Wilsun Xu, Yi Zhang, Luiz C. P. da Silva, Prabha Kundur and Allan A. Warrack. "Valuation of Dynamic Reactive Power Support Services for Transmission Access", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 16, No. 4, November 2001.
- Yu&Pollit 2009. William Yu and Michael G.Pollitt. "Does Liberalisation cause more electricity blackouts? Evidence from a global study of newspaper reports". Cambridge Working Paper in Economics, 2009.
- Zambroni *et. al.* 2001. Antonio C. Zambroni de Souza, Fernando Alvarado and Mevludin Glavic, "The Effect of Loading on Reactive Market Power," Proceedings of the 34th Hawaii International Conference on System Sciences, 2001.
- Zhong&Ka. 2002. J. Zhong and K. Bhattacharya, "Toward a competitive market for reactive power," IEEE Trans. Power Syst., vol. 17, pp. 1206-1215, Nov. 2002.
- Zhong&Kb 2002. J. Zhong and K. Bhattacharya, "Reactive power management in deregulated electricity markets – A review," Proceedings of IEEE Power Engineering Society Winter Meeting, New York, January 2002, vol 2.

Apéndice

APÉNDICE

Parámetros del sistema de prueba WSCC9

<i>Branch#</i>	<i>From</i>	<i>To</i>	<i>R (P.U.)</i>	<i>X (P.U.)</i>	<i>B (P.U.)</i>	<i>Ratio T_{ij}</i>
1	1	4	0	0.0576	0	1.00
2	4	5	0.0170	0.0920	0.1580	1.00
3	6	5	0.0390	0.1700	0.3580	1.00
4	3	6	0	0.0586	0	1.00
5	6	7	0.0119	0.1008	0.2090	1.00
6	8	7	0.0085	0.0720	0.1490	1.00
7	2	8	0	0.0625	0	1.00
8	8	9	0.032	0.1610	0.3060	1.00
9	4	9	0.0100	0.0850	0.1760	1.00

El sistema de prueba de nueve barras del Western System Coordinating Council WSCC9 se emplea ampliamente en la literatura de los sistemas eléctricos de potencia, como un estándar de prueba desarrollado por el Electric Power Research Institute (EPRI) para analizar el comportamiento dinámico de áreas interconectadas y, en particular, para el estudio del colapso de tensión. El WSCC9 es extensamente detallado en el reporte EPRI EL-0488 de 1977 (EPRI 1977) y a su vez es empleado con ejemplos profusamente documentados en (Anderson&Fouad 1977) y en (Sauer&Pai 1988). Consiste básicamente de tres áreas interconectadas (representadas por tres generadores) y nueve barras, de las cuales tres son barras de carga; los generadores y la excitación son modelados según el estándar IEEE-Type I.

