UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA

Esquema para la evaluación de la dinámica de integración de mercados eléctricos

Santiago Horacio Hoyos Velásquez

Universidad Nacional de Colombia

Facultad de Minas

Departamento de Ciencias de la Computación y Decisión

Medellín, Colombia

2016

Esquema para la evaluación de la dinámica de integración de mercados eléctricos

Santiago Horacio Hoyos Velásquez

Tesis presentada como requisito para optar al título de:

Doctor en Ingeniería – Ingeniería de Sistemas

Director (a):

Ph.D., Carlos Jaime Franco Cardona

Codirector (a):

Ph.D., Isaac Dyner Rezonzew

Universidad Nacional de Colombia

Facultad de Minas

Medellín, Colombia

2016

(Dedicatoria o lema)

A DIOS que ha sido mi principal fuente de inspiración.

A mis padres que fueron mis creadores terrenales, los cuales biológicamente y espiritualmente aportaron los elementos básicos de mi formación.

A mi esposa Gicela y mis hijos Angie y Santiago por su tiempo y sobre todo por su compañía silenciosa y animadora frente a las dificultades.

A mi familia cercana y mis amigos porque sus expectativas fueron motivaciones para terminar lo iniciado.

Agradecimientos

Agradezco especialmente a mi director, Carlos Jaime Franco Cardona, profesor de la Universidad Nacional de Colombia, por su valioso aporte técnico y orientación profesional para el logro de los objetivos.

Agradezco también de forma especial a mi codirector, Isaac Dyner Rezonzew, profesor de la Universidad Nacional de Colombia por su liderazgo y orientación en mi trabajo.

Agradezco al Centro de Estudios Interdisciplinarios Básicos y Aplicados en Complejidad (CeiBa), por su gran apoyo económico que hicieron posible el desarrollo de mi investigación.

Agradezco a la Universidad Nacional de Colombia y en especial a la Escuela de Sistemas de la Facultad de Minas, por su aporte económico y científico para el logro de los objetivos.

Agradezco a la empresa de consultoría del sector eléctrico, Ingeniería Especializada IEB S.A, por su disposición y apoyo incondicional que facilitó la realización de esta investigación.

Agradezco de forma especial a los jurados de esta tesis, por su valioso aporte en las indicaciones correspondientes para una finalización exitosa y de calidad del trabajo investigativo realizado.

Resumen

La integración de mercados de electricidad trae consigo un conjunto de beneficios para la sociedad, confiabilidad y seguridad en el suministro eléctrico, uso óptimo de recursos, inversión, menores precios de la electricidad, entre otros, beneficios que dependen de la articulación de diferentes aspectos: técnico, económico, regulatorio y político, los cuales caracterizan el nivel de integración entre los mercados. En esta tesis se desarrolló un esquema para la evaluación de la dinámica de la integración de mercados eléctricos haciendo uso de un modelo de simulación en dinámica de sistemas que permite observar el comportamiento de los fundamentales del mercado como consecuencia de las políticas de integración. El esquema desarrollado se aplicó para evaluar la integración de los mercados de Panamá, Colombia y Ecuador, encontrando que existen grandes retos que afronta la integración como resultado de la autonomía energética que cada país busca tener, así como de la valoración de los beneficios y la percepción de una distribución equitativa de los mismos por parte de los tomadores de decisiones y aprobadores de política.

Palabras claves: integración de mercados eléctricos, rentas de congestión, dinámica de sistemas.

Abstract

The electricity market integration bring a set of benefit of society, reliability and security supply, optimal use of resources, investment, lower electricity price, in others, benefits depends on the articulation of different kinds of aspect : technical, economic, regulatory and political, which characterized the integration level among markets. In this thesis, it is developed a scheme for the evaluation of electricity market integration dynamics using the system dynamic model that follows to see of fundamental behaviour as a result of the integration politics. The schemes developed is applied for evaluation of the integration dynamic among, Panama, Colombia and Ecuador, it is found, the integration faces major challenges due to energetic autonomy and national sovereignty that each government wants to have, as well as, assessment benefits and perception of the equitable distribution of them by decision makers and energy policy makers.

Key Words: Electricity market integration, congestion rents, system dynamics

Contenido

Pág.

Resumen ..... **VIII**

Abstract ..... **IX**

Lista de Figuras ..... **XIV**

Lista de tablas **17**

1. Capítulo 1 INTRODUCCIÓN **18**

2. Capítulo 2 ANTECEDENTES **23**
2.1 Mercados de Electricidad 25
2.2 Integración de mercados de electricidad 28
2.3 Integración en Europa 28
2.3.1 Dificultades en el proceso de integración de mercados eléctricos en Europa 31
2.4 Integración en América del Norte 32
2.5 Integración en Centro y Sur América 35
2.5.1 Comunidad Andina de Naciones (CAN) 36
2.5.2 Unión de Naciones Suramericanas (UNASUR) 37
2.5.3 Mercado Eléctrico Regional en Centro América (MER) 39
2.6 Conclusiones de los Antecedentes 40

3. Capítulo 3. MARCO TEÓRICO **42**
3.1 Integración Eléctrica 42
3.2 Beneficios de la integración Eléctrica 45
3.3 La Capacidad de la Interconexión 47
3.4 Modelos de Integración 48
3.4.1 Modelo nodal 48
3.4.2 Modelo zonal 50
3.4.3 Modelo nodal con FTR 50
3.5 Mecanismos que definen los intercambios 51
3.5.1 Transacciones Internacionales de Energía de Corto Plazo (TIE´S) 54
3.6 Rentas de congestión 55
3.7 Conclusiones del Capítulo 3. 57

4. Capítulo 4. revisión de la literatura **59**
4.1 Generalidad conceptual 59
4.2 Modelado de mercados de electricidad 63

4.2.1 Modelos de optimización 63
4.2.2 Modelos económicos....64
4.2.3 Modelos de simulación....65
4.3 Simulación de los mercados de electricidad 66
4.3.1 Discusión sobre el objeto 66
4.3.2 Discusión sobre simulación....66
4.3.3 Discusión de justificación de utilización de la dinámica de sistemas ...69
4.3.4 Justificación de la dinámica de sistemas desde la oferta de energía eléctrica 71
4.3.5 Justificación de la dinámica de sistemas desde la Demanda 72
4.4 La Dinámica de Sistemas y los Mercados de Electricidad 73
4.4.1 Aslam y Saeed en (1995)....75
4.4.2 Ford (1999) 75
4.4.3 Zuñiga en (2000)....76
4.4.4 Akhmad et al en (2012)....77
4.4.5 Momodu et al en (2012) 77
4.4.6 Redondo 2012 78
4.5 UNAL et al 79
4.5.1 Olsinas y Ojeda....83
4.6 Problemas 84
4.7 OBJETIVOS 88
4.7.1 Objetivo General 88
4.7.2 Objetivos Específicos....88
4.8 Conclusiones del Capítulo 4 89

5. Capítulo 5. APROXIMACIÓN METODOLÓGICA....91
5.1 Nivel de Integración 92
5.1.1 Dimensión Física de la Integración....95
5.1.2 Dimensión Económica de la Integración....96
5.1.3 Dimensión Legal de la Integración 98
5.1.4 Dimensión Política de la integración....99
5.1.5 Dimensión Social y Ambiental de la integración 101
5.2 Escenarios....106
5.3 Dinámica de la Integración 109
5.4 Hipótesis....109
5.4.1 B1. Ciclo de Balance. Satisfacción de la demanda....110
5.4.2 B2. Ciclo de Balance. Expansión de la Generación....111
5.4.3 B3: Ciclo de Balance. Expansión de la Transmisión....112
5.4.4 B4: Ciclo de Balance. Alivio de la Congestión 113
5.4.5 B5. Ciclo de Balance. Precio de la Transmisión 114
5.4.6 Hipótesis sobre la Dinámica de la Integración....115
5.4.7 Dinámica de la transmisión 117
5.5 Conclusiones del Capítulo 5. 120

6. capítulo 6 EL MODELO 121
6.1 Generalidades del modelo 121
6.2 Modelo de oferta....123
6.3 Modelo de demanda 127
6.4 Modelo de despacho de energía....130
6.5 Modelo de intercambios de energía entre áreas. 131
6.6 Modelo de intercambio de energía entre países 135

6.7 Rentas de congestión 138
6.8 Beneficios ambientales 139
6.9 Modelo de Expansión de la Generación 140
6.9.1 ¿Cuál tecnología de generación debe ser construida? 142
6.9.2 Ubicación de la expansión de la generación en el mercado principal 144
6.10 Modelo de Expansión de la Interconexión 145
6.10.1 Dilema de la expansión 146
6.11 RESTRICCIONES 150
6.11.1 Modelo de Restricciones en la generación 150
6.11.2 Restricciones de la red 150
6.12 Conclusiones del capítulo 6 155

7. Capítulo 7 caso de aplicación 156
7.1 Condiciones iniciales de la simulación 156
7.2 Descripción del caso de aplicación 157
7.3 Oferta de energía 158
7.3.1 Curva de oferta para plantas hidroeléctricas 162
7.3.2 Disponibilidad de las plantas por tecnología 163
7.3.3 Curva de oferta para plantas térmicas 164
7.3.4 La hidrología 164
7.4 Demanda 166
7.5 Balance eléctrico 167
7.6 Precio de la energía 167
7.7 Intercambios 168
7.8 ANÁLISIS DE RESULTADOS 170
7.8.1 Análisis de resultados por áreas 170
7.8.2 Análisis de resultados por mercado 174
7.8.3 Análisis de la interconexión entre Colombia y Ecuador 174
7.8.4 Análisis de la interconexión entre Colombia y Panamá 176
7.9 Nivel de Integración 181
7.9.1 Valoración de la Dimensión Física Integración Colombia Ecuador 181
7.9.2 Valoración de la Dimensión Económica Integración Colombia Ecuador 181
7.9.3 Valoración de la Dimensión Legal Integración Colombia Ecuador 183
7.9.4 Valoración de la Dimensión Política Integración Colombia Ecuador 184
7.9.5 Valoración de la Dimensión Social y Ambiental Integración Colombia Ecuador 184
7.10 Conclusiones sobre el caso de aplicación 186

8. EVALUACIÓN DE POLÍTICAS 189
8.1 Definición de Escenarios. 189
8.1.1 Escenario de demanda de energía 191
8.1.2 Escenario de hidrología 192
8.1.3 Escenario de oferta 193
8.2 Política 1. Incorporación de FNCER al mercado 195
8.3 Política 2. Incorporación de la participación activa de la demanda en el mercado 201
8.4 Conclusiones del capítulo 8 208

9. CONCLUSIONES 209
9.1 RESPUESTAS 209

9.1.1 Respuestas a las preguntas de investigación planteadas en el capítulo 4. 209
9.2 CUMPLIMIENTO A LOS OBJETIVOS DE LA TESIS 210
9.3 CONCLUSIONES 212
9.3.1 Conclusiones sobre el caso de aplicación 212
9.3.2 Conclusiones metodológicas 213
9.3.3 Conclusiones teóricas 214
9.4 TRABAJO FUTURO 215
9.5 APORTES 217
9.6 Difusión 217

10. Referencias 219

Lista de Figuras

Figura 1 Relación Energía – Desarrollo – Temperatura 23
Figura 2 Interconexión (IEB, 2016) 24
Figura 3 Representación de mercados eléctricos integrados..... 26
Figura 4 Contratos de energía vrs mercado spot precios y cantidades..... 27
Figura 5 Mercados Eléctricos de Europa. Fuente: EY and Enersinc, 2015; EC, 2015 29
Figura 6 NordPool en 2010 modelo zonal de integración. 30
Figura 7 Sistemas Eléctricos Interconectados en USA. Fuente: NERC, 2016. 32
Figura 8 Modelo Nodal en PJM EEUU. Fuente: PJM, 2016 34
Figura 9 Interconexiones en Suramérica. Fuente: CIER, 2011 38
Figura 10 Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central. Fuente: SIEPAC, 2016 40
Figura 11 Proceso de integración Eléctrica 45
Figura 12 Embalse agregado por mercado – complementariedad hidrológica. Fuente de datos: operadores de los mercados eléctricos de Colombia, Ecuador y Panamá. 47
Figura 13 Niveles de abstracción y tipos de simulación. (Borshchv & Filippov, 2005)..... 71
Figura 14 Esquema propuesto 92
Figura 15 Pentágono de capitales 95
Una forma de valorar la integración eléctrica desde el punto de vista político consiste en considera el nivel de integración política o la similitud de pensamiento y filosofía de las naciones que conforman las partes de lado y lado de la integración. Esta dimensión es precisamente la dimensión que hace referencia directa a la institucionalidad de la integración, es decir, como se encuentra organizada la integración a nivel regional, cuáles son las instituciones y cuáles sus funciones, en este orden de ideas, existen instituciones de carácter binacional, regional o transnacional que soportan el funcionamiento y la toma de decisiones sobre la integración, determina un mayor o menor nivel de integración. Esta dimensión es consistente con otras aproximaciones metodológicas a la definición de integración como la presentada por ISA en (2005), ver Figura 16. Esto es, el número y el alacnce de las instituciones para la operación, la planeación, la regulación, la vigilancia y el control del mercado integrado a nivel binacional, regional y supraregional determina el nivel de integración. 100
Figura 17 Valoración del Nivel de integración Eléctrica Colombia - Ecuador 105

Figura 18 Cuadrantes para la definición de Escenarios de mercados eléctricos.....107
Figura 19 Ciclo de Balance B1. Satisfacción de la Demanda 111
Figura 20 Ciclo de Balance B2. Expansión de la Generación.....112
Figura 21 Ciclo de Balance B3. Expansión de la Transmisión.....113
Figura 22 Ciclo de Balance B4. Alivio de la Congestión 114
Figura 23 Ciclo de Balance B5. Precio de la Transmisión 115
Figura 24 Diagrama Causal General 117
Figura 25 Modelo causal de relación entre dos mercados eléctricos integrados.....119
Figura 26 Esquema de representación del modelo.....122
Figura 27 Curva de Oferta de las centrales hidroeléctricas 126
Figura 28 Esquema de formación del precio (IEB, 2013).....131
Figura 29 Transferencia de potencia entre áreas 133
Figura 30 Intercambios de Potencia entre tres áreas 134
Figura 31 Intercambio de potencia entre dos países 136
Figura 32 Diagrama de Flujo sobre una forma de resolver el dilema de la expansión. ..148
Figura 33 Capacidad de Transmisión.....152
Figura 34 Áreas Eléctricas del sistema de potencia colombiano (XM, 2014; UPME, 2015a) 158
Figura 35 Capacidad instalada por área a diciembre de 2008 (XM, 2008).....159
Figura 36 Capacidad instalada de generación para los tres países a diciembre de 2008 161
Figura 37 Relación entre el volumen útil y el precio de oferta de las centrales hidroeléctricas 162
Figura 38 Nivel porcentual del embalse agregado por mercado 165
Figura 39 Demanda de potencia máxima por mercado 166
Figura 40 Precios reales de la energía por mercado (XM, 2015; Cenace, 2015; Etesa, 2015) 168
Figura 41 Intercambios de energía Colombia – Ecuador (XM, 2014).....169
Figura 42 Resultados demanda – generación – transmisión en A1: El Norte 171
Figura 43 Intercambios de potencia entre las áreas A2: el Centro y A1: el Norte 172
Figura 44 Resultados demanda – generación – transmisión en A2: Centro.....172
Figura 45 Intercambios de potencia entre las áreas A2: el Centro y A3: el Sur 173
Figura 46 Resultados demanda – generación – transmisión en A3: Sur.....173
Figura 47 Precio y nivel del embalse agregado para el mercado colombiano.....174

Figura 48 Intercambios entre Colombia y Ecuador 175
Figura 49 Precio de la Energía en Colombia y Ecuador 175
Figura 50 Margen de Reserva en Colombia y Ecuador 176
Figura 51 Precio de demanda para el mercado panameño 177
Figura 52 Precio de la energía en Colombia y en Panamá.....178
Figura 53 Intercambios de potencia entre Colombia y Panamá.....179
Figura 54 Beneficio económico de los panameños por efecto de la interconexión con Colombia.....180
Figura 55 Margen de reserva del sistema.....180
Figura 56 Valoración del Nivel de integración Eléctrica Colombia - Ecuador.....186
Figura 57 Ubicación de los tres mercados en los cuadrantes.....190
Figura 58 Escenario de demanda de energía.....192
Figura 59Escenario hidrológico 192
Figura 60 Disponibilidad promedio de las plantas de generación 193
Figura 61 Escenario de expansión de la generación en Colombia.....194
Figura 62 Escenario de expansión de la generación en Ecuador 194
Figura 63 Expansión de la generación en Panamá 195
Figura 64 Impacto de la Política 1 en los precios Colombia – Ecuador.....197
Figura 65 Diferencias entre los precios antes y después de la Política 1.....198
Figura 66 Importaciones y Exportaciones de Energía antes y después de la Política 1.199
Figura 67 Diferencias entre los intercambios de energía Colombia – Ecuador resultado de la Política 1.....199
Figura 68 Demanda de Energía Normal y reducida en 1% anual por efecto de la Política 2 203
Figura 69 Precios de la energía en Colombia antes y después de la Política 2 203
Figura 70 Precios de la energía en Ecuador antes y después de la Política 2.....204
Figura 71 Precios de la energía en Panamá antes y después de la Política 2.....205
Figura 72 Efecto de la Política 2 sobre los intercambios de energía Colombia - Ecuador 206
Figura 73 Diferencias entre los intercambios de energía entre Colombia y Ecuador por efecto de la política 2.....206
Figura 74 Efecto de la Política 2 sobre los intercambios de energía Colombia - Panamá 207

Lista de tablas

Tabla 1 Mecanismos que definen los intercambios (Hoyos et al, 2012; Ochoa et al, 2013) 52
Tabla 2 Rangos de medida para las Dimensiones de la Integración 103
Tabla 3 Factor de emisión de CO2 por tecnología (UPME, 2015a) 139
Tabla 4 Plantas de generación agregadas en el área Norte de Colombia a diciembre de 2008 (XM, 2008) 159
Tabla 5 Plantas de generación agregadas en el área del Centro a diciembre de 2008 (XM, 2008) 160
Tabla 6 Plantas de generación agregadas en el área Sur a diciembre de 2008 (XM, 2008) 160
Tabla 7 Disponibilidad térmica promedio entre 2009 y 2012 (XM, 2013) 163
Tabla 8 Datos de inicio para los mercados eléctricos a diciembre de 2008..... 167
Tabla 9 Intercambios entre Colombia y Ecuador en GWh..... 169
Tabla 10 Resumen de los intercambios de energía entre Colombia y Ecuador entre 2009 y 2015. 182
Tabla 11 Valores medios del máximo, medio y mínimo valor de los intercambios entre Colombia y Ecuador..... 182
Tabla 12 Una aproximación a la valoración del nivel de Integración eléctrica entre Colombia y Ecuador 185

1. CAPÍTULO 1 INTRODUCCIÓN

La energía ha sido caracterizada como un elemento necesario, aunque no suficiente en el desarrollo de un país, así lo demuestran agencias de desarrollo socio económico a nivel mundial. Específicamente la electricidad ha jugado un papel importante en el desarrollo y mejoramiento de la calidad de vida de las personas, con el transcurso de los tiempos nuevas tecnologías y nuevos usos de éstas han soportado el desarrollo industrial y comercial de las naciones. Como consecuencia de dicho desarrollo, del uso de las tecnologías y del incremento poblacional a nivel mundial, el crecimiento de la demanda de electricidad se ha presentado.

Dicho crecimiento de la demanda exige cada vez un suministro más seguro y confiable, con lo cual, la integración eléctrica toma relevancia, pues, las condiciones físico-geográficas de un país definen las fuentes de generación de energía eléctrica y en definitiva los costos de la producción de energía.

Algunos problemas asociados a la aleatoriedad e incertidumbre de las fuentes de generación como es el comportamiento del nivel de los embalses para la generación hidroeléctrica; la disponibilidad y precios de los combustibles para la generación térmica; así como la disponibilidad de capacidad de transferencia de potencia en el caso de la red, pueden ser resueltos con la integración eléctrica y esto es debido a que cada nación cuenta con una potencialidad energética y unas ventajas comparativas que la hora de integrarse con otra nación producen riqueza para la sociedad tanto del país importador como para el país exportador.

La integración eléctrica genera un conjunto de beneficios para las partes, como son: mayor confiabilidad y calidad en el suministro, seguridad de la red, complementariedad en la oferta y la demanda de electricidad, uso óptimo de los recursos del sistema eléctrico, acceso a mercados y nuevas inversiones, así como la electrificación de áreas aisladas, entre otras.

Sin embargo, entre los limitantes del desarrollo de la integración se pueden citar: desde el punto de vista técnico; la definición adecuada de la configuración de la interconexión bajo los criterios de seguridad y confiabilidad en el suministro; desde el punto de vista económico, la definición del esquema de intercambios comerciales bajo los criterios de eficiencia económica y equidad social; desde el punto de vista institucional, la armonización regulatoria y legal de la normativa local; desde el punto de vista político, la integración regional bajo conceptos de soberanía y autonomía se ve amenazada, finalmente desde el punto de vista social y ambiental, la consideración de la integración bajo el concepto de desarrollo sostenible es una necesidad.

Con el propósito de comprender el comportamiento de los mercados de electricidad bajo un contexto de integración se desarrolló en esta investigación un esquema conceptual y práctico compuesto por una herramienta para la valoración del nivel de integración y un modelo de simulación para la evaluación de políticas energéticas.

El nivel de integración se propone definir por medio de 5 dimensiones: física, económica, legal, política y ambiental y social; organizadas por medio de un pentágono donde se puede comparar el estado inicial con el ideal y el resultado de políticas energéticas a través de un estado final de la integración.

La dinámica de la integración se encuentra a través del comportamiento de los fundamentales del mercado, es por esto que el modelo de simulación desarrollado en dinámica de sistemas permite observar la evolución de los mercados eléctricos integrados por medio de variables como la oferta, la demanda, el precio y la interconexión. Resultado de los análisis se encontró que:

- El nivel de integración de los mercados de electricidad no solo es un asunto físico y económico, sino que requiere una visión más integral desde un contexto de desarrollo sostenible.
- El desarrollo de la interconexión está en competencia con el desarrollo de la generación a nivel local, por lo cual, la política energética debe considerar esta

situación en el desarrollo de incentivos para la expansión y aseguramiento del suministro

- No existe un modelo de integración universal de aplicación en todos los casos, esto depende da las características particulares en cada caso.
- La definición de un esquema de alivio de la congestión en las líneas de transmisión y la forma de distribución de sus rentas son fundamentales para el desarrollo de la integración
- Son factores determinantes en la formación de precios, tanto la red nacional como la red de la interconexión y por tanto, la definición de los intercambios de potencia en los mercados integrados deben considerar la red.
- La integración de fuentes no convencionales de energía y la participación de la demanda en el mercado impactan el mercado integrado con la reducción de los precios y de las emisiones de CO_2 , así como también mejoran los intercambios mientras hasta el nivel de penetración de las FNCER o el nivel de participación de la demanda que desplaza la tecnología de generación más costosa que los costos de la interconexión.

El esquema desarrollado se aplicó a los mercados eléctricos de Colombia, Ecuador y Panamá. En el caso colombiano se consideró por medio de tres áreas interconectadas, cada una con su demanda, generación y red de transmisión; en el caso de los países vecinos, ellos fueron considerados como mercados nacionales con su oferta, demanda y red a nivel nacional, así como la interconexión con sus vecinos.

A pesar que Colombia presenta un margen de reserva amplio, no todas sus áreas presentan la misma situación y por tanto los precios no son los esperados y son altamente dependientes de la capacidad y disponibilidad de la red, además de las condiciones climáticas y de los combustibles fósiles.

El desarrollo de la interconexión entre áreas corresponde a criterios técnicos de seguridad y confiabilidad en el suministro, mientras que el desarrollo de la interconexión entre países

corresponde a criterios de eficiencia económica, condicionada a la articulación de las diferentes dimensiones de la integración.

Debe tenerse claro, la sociedad está compuesta por dos grandes actores, los productores y los consumidores, por tanto, el desarrollo de la integración debe considerar el equilibrio no solo entre los países involucrados, sino el equilibrio de los actores de la sociedad pues una transferencia de riqueza desde los productores a los consumidores es dada por la integración.

La aplicación del esquema desarrollado en esta investigación permitió evaluar la dinámica de integración entre los mercados eléctricos de Colombia y Ecuador, así como aquella que en un futuro ocurriese entre Colombia y Panamá.

La distribución del contenido de este documento es: en el capítulo 2 se presentan los antecedentes de la integración, revisando la evolución a través de los hechos relevantes de cuatro mercados integrados, el mercado de electricidad en Europa, en Estados Unidos, en Centro y Sur América.

El capítulo 3 describe el marco teórico de la integración de mercados de electricidad, los beneficios, los modelos de integración y los mecanismos que definen los intercambios. El capítulo 4 describe la revisión de la literatura sobre los mercados de electricidad y la integración de los mismos, identificando la problemática de la integración y la definición de los objetivos que este trabajo de investigación propone cumplir.

El capítulo 5 cubre la aproximación metodológica a la definición de integración; considerando diferentes dimensiones, física, económica, legal, política, social y ambiental. Se realiza a demás en este capítulo, el planteamiento de la hipótesis dinámica que permite representar la situación problemática objeto de estudio. En este sentido, el capítulo 6 describe el modelo de simulación en dinámica de sistemas desarrollado, este consideró la oferta, la demanda de energía, el despacho hidro-térmico, los intercambios y las rentas de congestión, la expansión del sistema y las restricciones del mismo.

El capítulo 7 describe el caso de aplicación, los parámetros y condiciones iniciales de la simulación, este caso consideró un país como Colombia dividido en tres áreas (norte, centro y sur), cada área con su generación, su demanda y su red eléctrica, así como interconexión entre las áreas por medio de líneas de transmisión de una capacidad determinada. De otro lado, se consideró la integración de Colombia con sus países vecinos, Ecuador y Panamá, por medio de la interconexión entre los sistemas considerados, cada país definido en términos de los fundamentales del mercado, oferta, demanda y precio. A partir de allí, los resultados son analizados considerando tanto, los intercambios entre áreas como intercambios entre países, dando pie a la evaluación de políticas de integración de FNCER y de participación de la demanda a los mercados de electricidad, evaluación que se presenta de forma detallada en el capítulo 8.

Ese documento cuenta con un Anexo, donde se describen las pruebas que se realizaron al modelo, de conformidad con las pruebas a modelos desarrollados en dinámica de sistemas, pruebas a la estructura, y al comportamiento, así como el análisis de resultados de dichas pruebas y el nivel de emulación que el modelo desarrollado presentó.

El capítulo 9 presenta de forma explícita, respuesta a las preguntas de investigación planteadas a lo largo del documento, las conclusiones, el cumplimiento de los objetivos y trabajo futuro que se desprende de esta investigación.

2. CAPÍTULO 2 ANTECEDENTES

En su más remoto inicio, la necesidad del hombre de movimiento y aplicación de fuerza, da origen a la energía eléctrica, como motor de desarrollo de las naciones, soportando actividades productivas, comerciales y domésticas. Específicamente, la electricidad es fuente de confort que atiende las necesidades de la población y posibilita la generación de bienestar (WB, 2003, DFID; 2004), tal como se evidencia en la Figura 1 existe una relación directa y proporcional entre el crecimiento económico y la demanda de energía.

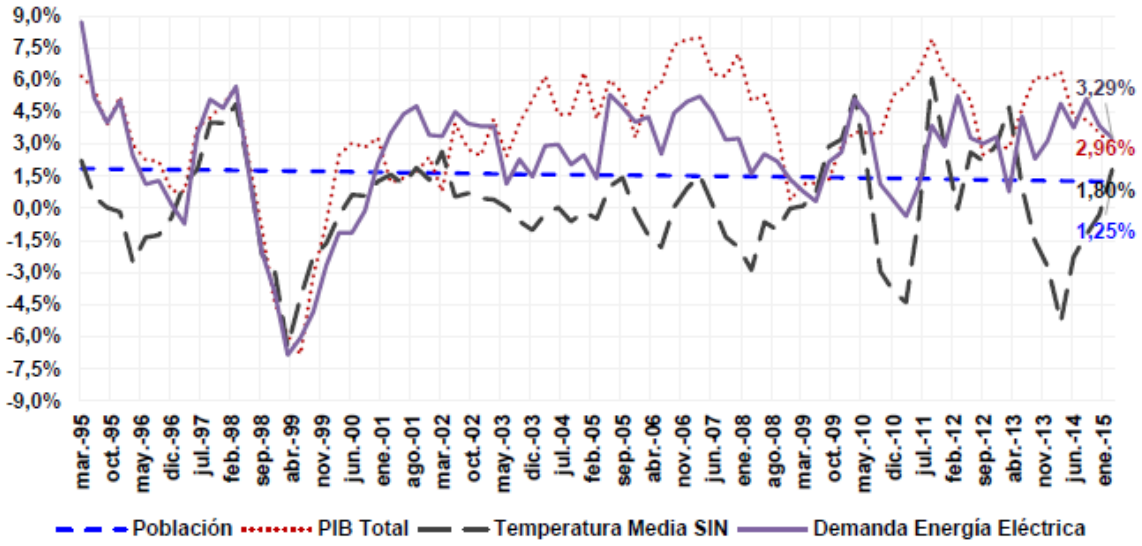

Figura 1 Relación Energía – Desarrollo – Temperatura
Fuente: Datos XM, DANE, IDEAM, UN, 2015, Fuente de figura: UPME, 2016

La aplicación de las políticas de desarrollo económico y social en las naciones, dio como resultado requerimientos de electricidad, los cuales se concentraron en grandes ciudades, promoviendo el desarrollo de sistemas eléctricos locales. Sin embargo, la distancia entre los grandes centros de consumo y las fuentes de generación de energía eléctrica propiciaron la interconexión de los sistemas eléctricos locales, dando lugar a un gran sistema de potencia con objetivos de eficiencia, seguridad, calidad y confiabilidad en el suministro eléctrico a nivel regional y nacional (Stoft, 2002, Millán, 2006).

La adopción del paradigma del capitalismo en la mayoría de las naciones llevó a un proceso de liberalización de los sectores, donde las economías basadas en mercados fueron la base fundamental del desarrollo. La liberalización del sector eléctrico ha tenido entre sus grandes pilares la garantía del suministro, bajo la promoción de la competencia, el desarrollo de la eficiencia y la integración de mercados (Stoft, 2002; Millán, 2006).

Áreas con exceso de electricidad y otras con déficit, como resultado de la disponibilidad de recursos para la generación de energía eléctrica y el crecimiento de la demanda a nivel local, así como los mecanismos de seguridad, confiabilidad y calidad de los sistemas de potencia propiciaron la interconexión a nivel regional y desarrollo de un sistema eléctrico a nivel nacional, con planeación y operación centralizada (Stoft, 2002, Millán, 2006), tal como se observa en la Figura 2 una representación de la interconexión de sistemas locales en un país como Colombia.

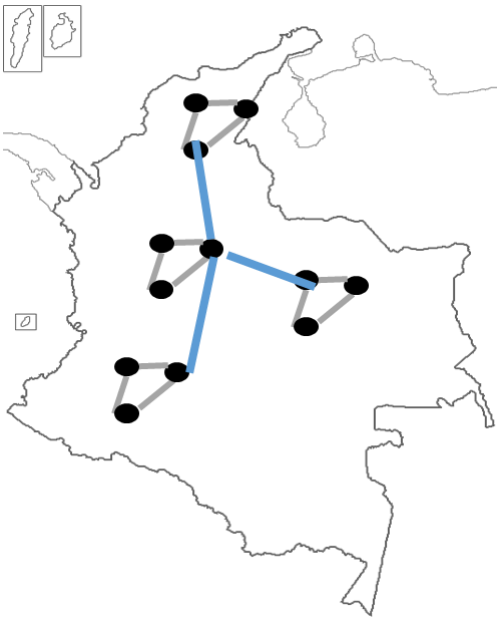

Figura 2 Interconexión (IEB, 2016)

De igual forma que a nivel nacional, se integraron las regiones, las interconexiones entre sistemas de potencia de dos países se fueron dando, inicialmente como mecanismo de seguridad y confiabilidad del sistema eléctrico, posteriormente como mecanismo de

oportunidad económica de intercambios comerciales de energía, garantizando el suministro a precios más bajos, realizando aprovechamiento óptimo de los recursos por medio de la complementariedad de la oferta y la demanda existente entre los países (Stoft, 2002, Millán, 2006).

Bajo un esquema de integración, el objetivo de suministro de electricidad incluye más actores, variables y relaciones, con lo cual, la integración de mercados eléctricos es un fenómeno de características complejas. Variables que involucran incertidumbre como las condiciones climáticas, el precio de los combustibles y los requerimientos ambientales y sociales (Larsen & Bunn, 1999; Zanoni 1999; Stoft, 2002; Millán, 2006; Dyner & García, 2009). Se presenta a continuación una pequeña descripción de las características de los mercados de electricidad.

2.1 Mercados de Electricidad

Los mercados de electricidad, al igual que otros mercados, están definidos en términos de sus variables fundamentales, la oferta, la demanda y los precios. En este sentido, características de cada una de ellas y sus relaciones fueron objeto de estudio en esta investigación.

La oferta de electricidad está caracterizada por la utilización de diferentes tecnologías de generación de energía eléctrica y el recurso primario utilizado para la transformación, así por ejemplo la oferta hidroeléctrica está conformada por centrales hidroeléctricas de embalse y filo de agua, a gran y pequeña escala. La oferta térmica está supeditada a la utilización de un combustible, el cual puede ser gas natural, carbón, fuel oil, o cualquier otro derivado de los fósiles. En ambos casos, la disponibilidad del recurso primario y específicamente en el caso térmico, el comportamiento de los precios de los combustibles, determinan los costos variables de producción de electricidad. Se observa en la Figura 3 una representación de los mercados eléctricos en términos de sus fundamentales.

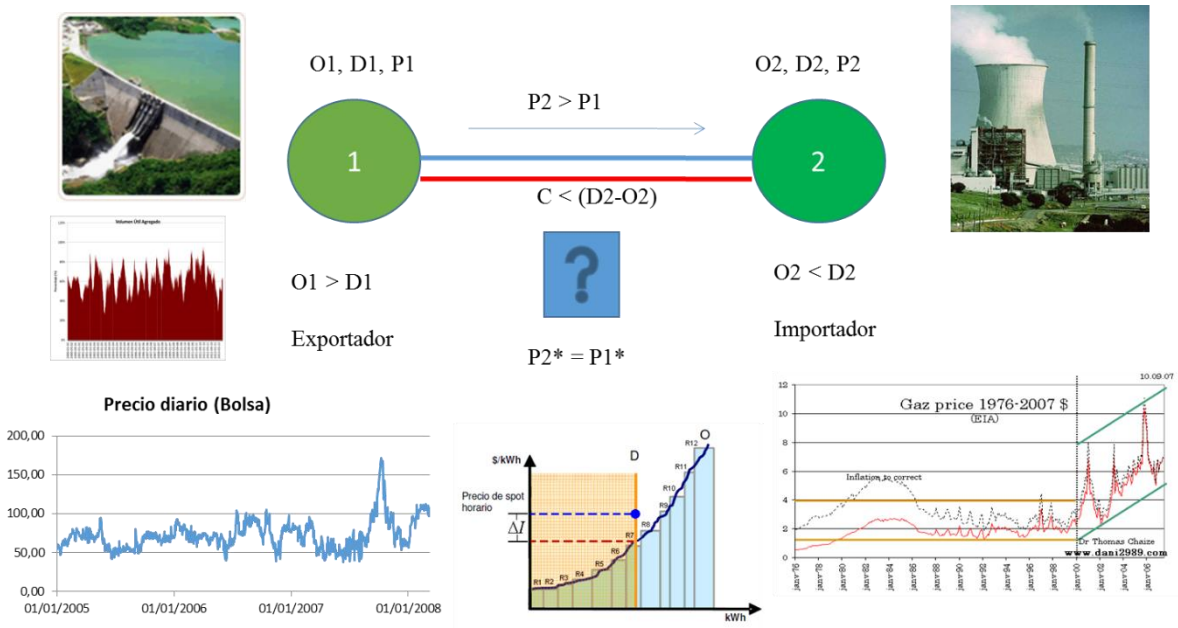

Figura 3 Representación de mercados eléctricos integrados

Por su parte, la demanda de energía eléctrica está caracterizada por el tipo de usuario final que hace uso de la electricidad para soportar su proceso productivo y de confort. Es así como se puede clasificar la demanda de energía por sectores: residencial, industrial, comercial y oficial, cada una de ellas con diferentes patrones de consumo que definen la curva de carga de un sistema eléctrico de potencia.

La demanda en un mercado eléctrico se ha considerado generalmente inelástica frente a la variación de los precios en el corto plazo, en gran parte, debido a las características que definen su relación con la oferta. Así, por ejemplo, toda unidad de demanda debe ser satisfecha instantáneamente, y para posibilitar la reacción inmediata de la demanda frente a la variación de los precios, se requieren grandes esfuerzos técnicos y sobre todo económicos (IRENA, 2013).

Tiene lugar en los mercados eléctricos la formación diferenciada de varios precios, un precio de corto plazo y otro de largo plazo. En primer lugar, mayor variabilidad resultado de la especulación es determinante en el comportamiento del precio de la energía en bolsa (corto plazo), y niveles de menor variabilidad o estabilidad se observan en precios de la

energía en contratos de largo plazo, tal como se observa en la Figura 4 en el caso colombiano.

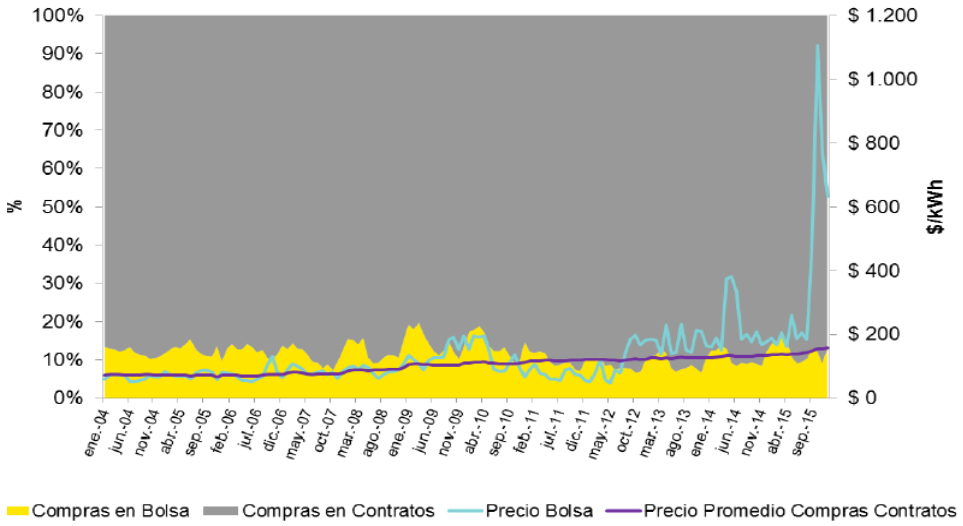

Figura 4 Contratos de energía vrs mercado spot precios y cantidades.
Fuente de datos XM, Fuente de imagen: EY et al 2015

Una relación inminente entre la oferta y la demanda es precisamente el mecanismo de formación del precio, como es el caso de la implementación del criterio de eficiencia económica vía un despacho económico centralizado de mínimo costo o por orden de mérito.

Por otro lado, la estructura de un mercado eléctrico obedece a la forma como están organizados los agentes participantes del mercado, como realizan transacciones y como está definida la participación del Estado en el mercado, por ejemplo, a través de las funciones de planeador, regulador, vigilante y controlador. Específicamente, la estructura obedece a las características que determinan el funcionamiento del mercado, por ejemplo, si se está en un mercado en monopolio, oligopolio o perfecto (ideal) para mayores detalles del diseño y funcionamiento de los mercados de electricidad ver (Stoft, 2002; Sioshansi, 2006,2008).

¿Cuáles son las características que definen a los mercados de electricidad integrados?, esta pregunta se responde a continuación.

2.2 Integración de mercados de electricidad

Las características de los fundamentales del mercado una vez integrado permanecen con algunas diferencias. La oferta por ejemplo incluye la generación del país exportador, la demanda se expande en las necesidades de potencia del país importador y el precio de los intercambios dependerá de las reglas de funcionamiento establecidas según el modelo de integración. Se presenta a continuación un pequeño resumen sobre las características de mercados integrados en los continentes europeo y americano.

2.3 Integración en Europa

Entre los mercados eléctricos que se pueden citar para el continente europeo están básicamente, los mercados eléctricos definidos para cada país, pero pueden ser agrupados por sus operadores del sistema y/o su conformación regional en 6 mercados de electricidad tal como se presenta en la Figura 5de la siguiente forma (ENTSO-E, 2010; European Commission, 2014, 2015; EY & Enersinc, 2015):

- Central Western Europe (Austria, Belgium, France, Germany, the Netherlands, Switzerland) - Europa Power Exchange (EPEX) y Amsterdam Power Exchange (APX)
- British Isles (UK, Ireland)
- Northern Europe (Denmark, Estonia, Finland, Latvia, Lithuania, Norway, Sweden)
- Apennine Peninsula (Italy) - Italian Power Exchange (IPEX)
- Iberian Peninsula (Spain and Portugal) - Mercado Ibérico de Electricidad (MIBEL).
- Central Eastern Europe (Czech Republic, Hungary, Poland, Romania, Slovakia, Slovenia)

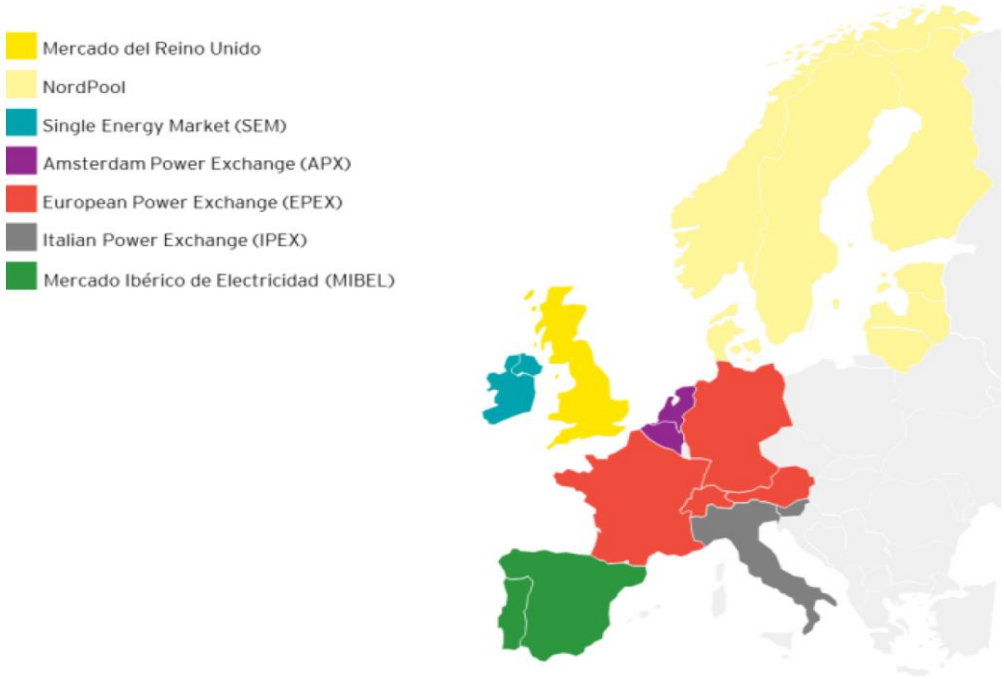

Figura 5 Mercados Eléctricos de Europa. Fuente: EY and Enersinc, 2015; EC, 2015

El proceso de liberalización del sector eléctrico en Europa ha tenido grandes éxitos como es citado en la literatura el caso referencia de integración para el mundo, el mercado eléctrico de los países Nórdicos (Joskow, 2006; Cornwall, 2008). Se observa en la Figura 6 la composición del NordPool durante 2010, un mercado que funciona bajo un modelo de integración zonal, las cuales agregan nodos donde se congrega la oferta y la demanda de energía.

Debido a que en el continente europeo existen varios mercados eléctricos y entre ellos existen intercambios comerciales de electricidad, vale la pena preguntarse, si los mercados eléctricos en Europa están integrados?, y a qué nivel lo están?. Para responder estas preguntas se parte de la discusión generalizada de varios autores que analizan el concepto de integración de mercados eléctricos desde un punto de vista estadístico.

Bower & Bunn en (2002) presentaron un análisis de correlación y cointegración para los precios de bolsa entre 2000 y 2005 de los siguientes mercados: Noruega, Suecia, Dinamarca y Nord Pool, Alemania, Inglaterra, Holanda y España. Este estudio concluyó que

existe una alta correlación entre los precios de las áreas al interior del Nord Pool y baja correlación entre los precios de éstos mercados y los demás mercados europeos analizados, hipótesis de integración también probada por Amundsen & Bergman en (2007) y (2009).

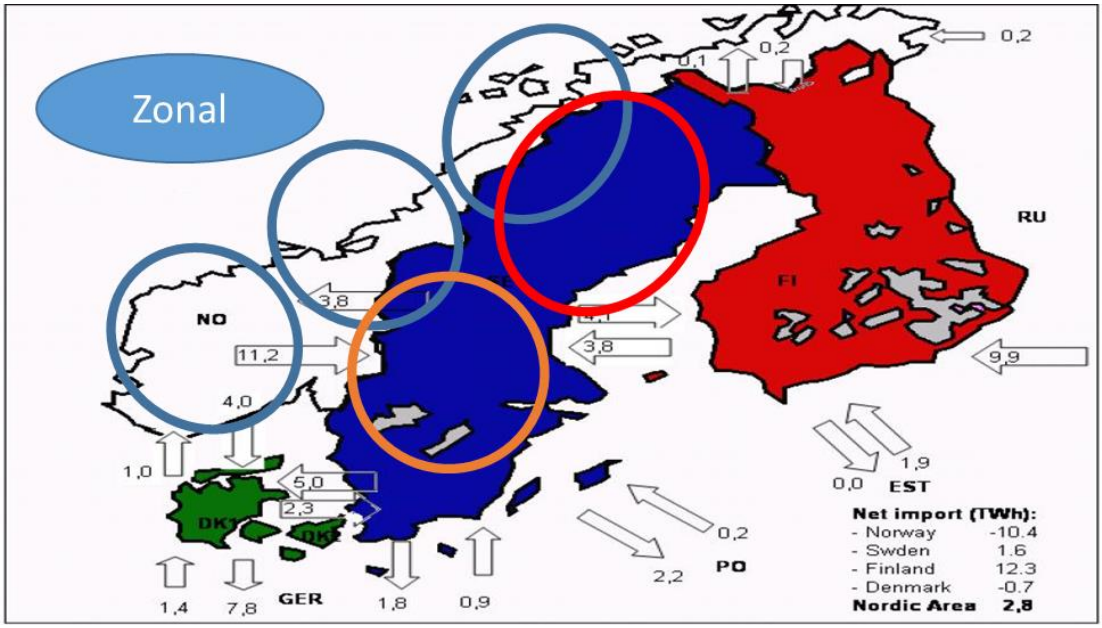

Figura 6 NordPool en 2010 modelo zonal de integración.
Fuente: NordPool, 2011;

Boisseleau en (2004) analizó el trabajo realizado por Bower & Bunn en (2002), en el cual muestra las limitantes que ellos tuvieron y concluye que existe una alta correlación entre los mercados de acuerdos bilaterales (OTC) y el intercambio de potencia a corto plazo para una integración a nivel nacional. Sin embargo, a nivel internacional llega a dos mercados supra nacionales, el Nord Pool y el mercado conformado por Francia y Alemania. Un tercer mercado formado por España, Holanda y el Reino Unido se encuentra aislado de los otros dos.

El segundo mercado supra nacional según Boisseleau en (2004) es entre Francia y Alemania, presenta niveles de correlación entre sus precios del orden del 75% en promedio. Esta correlación muestra la oportunidad de arbitraje entre ambos países, sin embargo hay

una pregunta abierta al respecto, será Francia el dominante de esta interconexión? debido a precios bajos en su mercado como consecuencia de la tecnología de generación (nuclear)?, la respuesta puede ser evidente si se considera que la generación por medio de tecnología nuclear es de costos variables de producción muy bajos en comparación con los costos de tecnologías de generación de los países vecinos importadores, de otro lado, la cantidad de potencia disponible y en definitiva el margen de reserva tan amplio, colocan a Francia en una posición dominante frente a sus vecinos.

El proceso de liberalización de los mercados eléctricos definido por la directiva 96/92/ EC de 1996 en Europa no fue uniformemente adoptado por todos los países miembros, hasta el punto de que en la actualidad existen países como Irlanda y Grecia que aún no han unificado su mercado al de la comunidad, por tal motivo, no existe plena integración eléctrica en Europa, aunque si está en un nivel avanzado dicho proceso, en casos particulares como es el definido por los países Nórdicos (Joskow, 2006; Cornwall, 2008).

2.3.1 Dificultades en el proceso de integración de mercados eléctricos en Europa

Algunas dificultades que ha vivido el proceso de integración eléctrica en Europa están asociadas a las condiciones iniciales de los países miembros, por ejemplo la diferencia de poder adquisitivo, desarrollo económico y social, por defecto, la capacidad de generación a bajo costo de algunos países con suficiente margen de reserva para tener una vocación exportadora, por ejemplo, la presencia de monopolios públicos con alta participación en el mercado integrado, como es el caso de Francia, el país con mayor cantidad de exportación de electricidad en la comunidad europea (Finnon & Romano, 2006). Así mismo, otras limitantes que ha presentado la integración de mercados eléctricos en Europa ha sido la diversidad de la oferta y la demanda de energía eléctrica, mercados predominantemente hidráulicos y mercados predominantemente térmicos y nucleares, los diferentes factores de especialización de los países miembros, el desarrollo de los sectores económicos, la industria en general y el consumo de los hogares frente a las estaciones climáticas y diferenciación horaria marcan una alta diversidad europea (Joskow, 2006; Cornwall, 2008).

Con base en el análisis anterior se puede concluir, respondiendo a la pregunta que se planteó al inicio de este apartado que, no todos los mercados eléctricos de Europa se encuentran integrados y aquellos que lo están, no todos presentan altos niveles de integración, que el caso ejemplo de integración es el Nordpool, el cual si presenta altos niveles de integración desde un punto de vista de correlación entre los precios y los intercambios.

2.4 Integración en América del Norte

La red eléctrica de Estados Unidos de América está compuesta por la interconexión de tres grandes sistemas, la Interconexión del oeste, la del este y la central o de Texas, además de la interconexión con Canadá, tal como se observa en la Figura 7

.

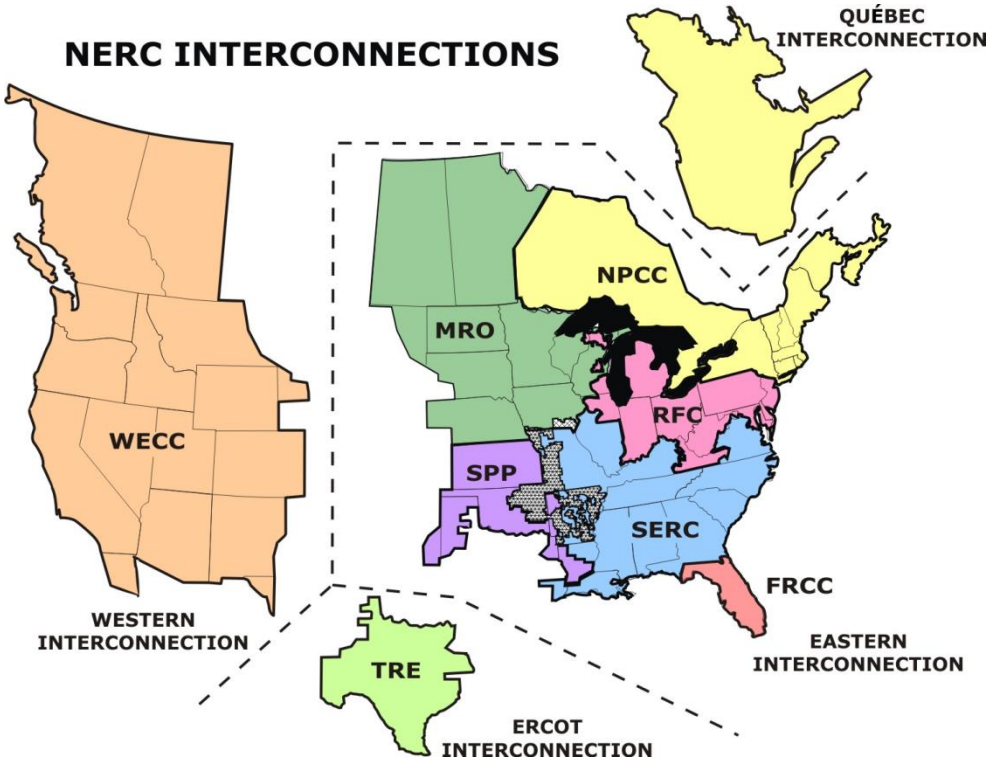

Figura 7 Sistemas Eléctricos Interconectados en USA. Fuente: NERC, 2016.

América del Norte está conformada por Canadá, Estados Unidos y México, aunque estos países tienen un tratado de libre comercio (NAFTA) como marco legal soporte para la creación de un mercado integrado de energía, su nivel de integración se limita a los acuerdos bilaterales entre Canadá y Estados, y entre Estados Unidos y México. Una de las explicaciones que cita la literatura (Castilla, 2013) del bajo nivel de integración entre estos países es precisamente las amplias diferencias en desarrollo económico que presentan unos en comparación con otros, así por ejemplo el tamaño de la economía estadounidense es muy superior a la de México y Canadá.

Estados Unidos de América es principalmente un país importador de electricidad, está interconectado con México y Canadá. El 99% de sus importaciones provienen de Canadá, las cuales están dirigidas hacia el centro y noroeste del país, con lo que se satisface cerca del 1.2% de su demanda nacional (Dyner& García, 2009; Castilla, 2013).

Entre los autores que han trabajado directamente la integración de los mercados eléctricos en USA están (Bailey, 1998; DeVany and Walls, 1999 a,b; Jerko et al, 2004), los cuales desarrollaron análisis estadísticos similares a los realizados por los autores citados para el continente Europeo, pero en este caso, no se rechaza la hipótesis de que el mercado eléctrico estadounidense esté integrado, o al menos el caso del oeste estadounidense, que es precisamente el mercado en el que se enfatizan los estudios de los autores mencionados.

Los estudios de Bailey en (1998) y Jerko et al, (2004) sugieren que hay un alto nivel de integración en condiciones de una demanda altamente estacionaria, sin embargo DeVany and Walls (1999a,b) encontraron probable que no se incremente la integración en el periodo pico en comparación con los precios del periodo no pico de demanda. El punto de vista de Jerko et al, (2004) es que el tamaño de las importaciones determina el precio, mientras que Worthington et al en (2005) atribuye gran parte de la volatilidad de los precios a los efectos externos, como la ubicación geográfica.

El modelo de integración de muchos mercados eléctricos de USA es el del precio local marginal (LMP) o precio nodal y su cubrimiento al riesgo por medio de los derechos de transmisión, a través de subastas de capacidad.

Singh en (2008) afirmó que al igual que el PJM ver Figura 8, otros mercados en USA migraron del modelo zonal al nodal por las ventajas que este contrae, tal es el caso de los mercados de California y Texas. Pero además Singh en (2008) enfatiza que este modelo no está exento de problemas ya que el precio de los derechos financieros de transmisión (Financial Transmission Rights - FTR) ha sido muy volátil por varios años, como reflejo de la volatilidad de los costos de la congestión.

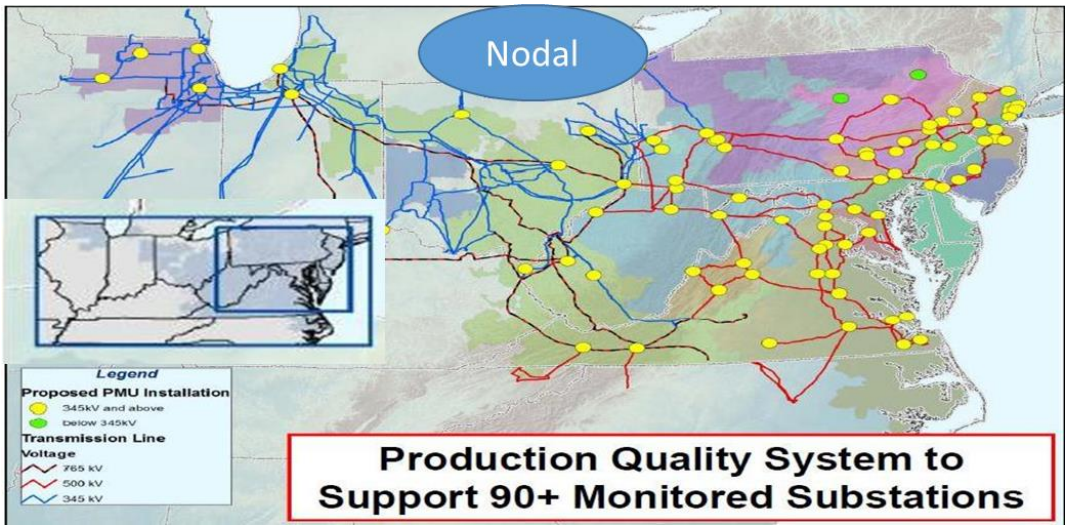

Figura 8 Modelo Nodal en PJM EEUU. Fuente: PJM, 2016

Similar al caso Europeo, algunas de las razones que explican el bajo nivel de integración en América del Norte son: las diferencias en la regulación y en la estructura de la propiedad, así como, el temor del Estado frente a la influencia directa de un organismo supranacional en la definición de la política energética nacional, los diferentes niveles de desarrollo económico y social, las diferencias entre los poderes estatales en Estados Unidos, provinciales en Canadá y Federales en México han limitado el desarrollo de la integración de los tres países (Jerko et al, 2004; Singh, 2008; Dyner& García, 2009; Castilla, 2013).

La infraestructura de red es también diferenciada, mientras la capacidad de las 37 interconexiones entre Estados Unidos y Canadá alcanza un transporte de 20 GW, entre Estados Unidos y México la capacidad de transporte es apenas de 1 GW en sus 9 líneas de interconexión. Con lo anterior se puede afirmar que, la capacidad de exportación de Canadá es cercana al 17% de su capacidad, mientras que la interconexión entre los Estados Unidos y México no superó el 2.5% de su capacidad de generación en 2008 (Dyner& García, 2009).

2.5 Integración en Centro y Sur América

La primera forma de integración eléctrica se dio por medio de la explotación de los ríos limítrofes, siendo el Estado el principal protagonista a cargo del desarrollo de la infraestructura eléctrica y la interconexión entre los países involucrados. Beneficios de la integración como, el suministro eléctrico a precios bajos y una alternativa de uso del petróleo, cuyo precio fue alto como resultado del shock de la década del 70, fueron evidenciados (Castro, et al, 2009, Castilla, 2013).

La transformación de los sectores de gas y electricidad como resultado del proceso de privatización y capitalización de las empresas estatales contribuyó al desarrollo de nuevos proyectos de inversión en generación y transporte (Castro et al, 2009, Castilla, 2013).

Estos procesos de transformación culminaron con la apertura de los mercados nacionales permitiendo intercambios de energía a nivel regional, que fue posibilitado por los acuerdos internacionales entre los que se encuentran los suscritos por los países de Centroamérica, dando lugar al denominado Mercado Eléctrico Regional (MER), el suscrito por la Comunidad Andina de Naciones (CAN), y los intercambios de los países que forman parte del UNASUR (Castilla, 2013).

Como resultado de dichos acuerdos se pueden citar específicamente, las exportaciones de gas natural de Bolivia a Argentina y Brasil, de Argentina a Chile y Brasil; exportaciones de electricidad de Argentina a Brasil y de Colombia a Ecuador, así como los intercambios de electricidad entre los países de Centroamérica (Castro et al, 2009; Castilla, 2013).

Siendo la integración un mecanismo de seguridad en el suministro eléctrico para los países, situaciones críticas de abastecimiento interno, así como las crisis políticas y económicas de los países han motivado la suspensión de la operación de los enlaces de interconexión, y el cambio de las reglas que permitían los intercambios, generando desconfianza entre países y sus inversionistas que ponen en riesgo el desarrollo de la integración (Dyner& García, 2009; Castillo, 2013; CIER, 2013).

Como ejemplo de lo anterior se pueden citar: los problemas de suministro local de Argentina, que terminaron afectando los contratos de exportación de gas natural a Chile, la renegociación impuesta por Brasil a los contratos de importación de energía desde Argentina y los cambios regulatorios en El Salvador que afectaron el intercambio con el MER, así como los tiempos de ausencia de intercambios entre Colombia y Venezuela por diferencias políticas y las renegociación de la distribución de las rentas de congestión entre Colombia y Ecuador (Castro et al, 2009; Castilla, 2013).

Las diferencias o crisis internas afectan compromisos de integración, mostrando que los compromisos viables son aquellos de corto plazo. Esto significa que la garantía de suministro desde otro país no resulta confiable y por lo tanto debe ser lograda por otros medios, o bien los compromisos asumidos requieren ser acompañados de una institucionalidad y una dinámica regulatoria que les permita adaptarse eficientemente a esos cambios. Se presenta a continuación una breve descripción de la integración eléctrica en tres regiones, la CAN, MERCOSUR y Centro América (MER).

2.5.1 Comunidad Andina de Naciones (CAN)

La Comunidad Andina de Naciones está conformada por Bolivia, Colombia, Ecuador y Perú, entre los objetivos propuestos para la integración de los países andinos están, la promoción del desarrollo económico, siendo una de las estrategias el desarrollo de infraestructura que una a los países, como es el caso de la integración energética (Raineri et al, 2013).

Específicamente en el caso eléctrico, entre las principales motivaciones para la integración se encuentran, el aprovechamiento eficiente de los recursos y la complementariedad de la

oferta que tienen estos países, ya que, hidrológicamente, la ausencia de lluvias por presencia de un fenómeno como El Niño no es uniforme en toda la región Andina, y países como Colombia han presentado suministro de agua suficiente para la generación eléctrica cuando se encuentran bajos niveles de precipitaciones en Ecuador y Perú.

La integración eléctrica en la CAN ha sido diseñada por etapas que permiten una adaptación de los países en la medida de los requerimientos técnicos y económicos se enfrentan a la voluntad política. Inicia con la conformación de mercados locales, pasando por enlaces internacionales con contratos bilaterales, despacho coordinado entre países, hasta el paso final de la integración regional con armonización regulatoria, operativa, administrativa y financiera aún pendiente de implementar (CAN, 2002, 2008).

Venezuela formó parte de la CAN en sus inicios, sin embargo, en 2006 se retiró, quedando dentro de la comunidad solo para fines de integración energética (Castillo, 2013). En 2011 Bolivia y Chile realizaron los acercamientos necesarios para integrarse al bloque de países de la comunidad Andina, con el propósito de integrar su infraestructura eléctrica a un gran sistema regional Andino. Resultado de la reunión en la isla ecuatoriana, los ministros de los países miembros firmaron la Declaración de Galápagos con el objetivo de desarrollar el corredor eléctrico Andino, donde el soporte técnico y financiero del BID ha servido para dar los primeros pasos hacia la integración regional de estos países, teniendo como avance estudios en la planeación de la interconexión y la armonización regulatoria (BID, 2013).

Es así que tiene por principios básicos la iniciativa de integración eléctrica Andina, garantizar la estabilidad y legalidad de los contratos, la libertad de circulación de la electricidad por los países, junto al libre y no discriminación de acceso a la capacidad restante de la red.

2.5.2 Unión de Naciones Suramericanas (UNASUR)

UNASUR es la forma de integración que agrega la unión de las naciones de Suramérica, compuesta por 12 países: Argentina, Bolivia, Brasil, Chile, Colombia, Ecuador, Guayana, Paraguay, Perú, Surinam, Uruguay y Venezuela, que agrupan más de 400 millones de habitantes, representando el 68% de la población latinoamericana (Raineri et al, 2013).

Nació como un escenario político y espacio para el diálogo donde se articulan políticas públicas regionales que impulsan y respetan los derechos humanos de Suramérica, promoviendo la integración cultural, social, económica, energética, así como proyectos de infraestructura (Raineri et al, 2013; UNASUR, 2015), tal como se observa en la Figura 9 la interconexión en Suramérica.

Figura 9 Interconexiones en Suramérica. Fuente: CIER, 2011

UNASUR cuenta con el Consejo Energético de Suramérica (CES), conformado por el grupo de expertos en energía de los países miembro, Consejo a cargo de la diversificación de la canasta energética con la integración de fuentes de energía renovables (UNASUR, 2015). El factor más estratégico de UNASUR es la energía pues cuenta con grandes fuentes de recursos naturales, el 30% de las reservas petroleras, más del 50% de las fuentes minerales y el 50% de la biodiversidad (UNASUR, 2015).

En el proceso de integración eléctrica se desarrolló a partir de un esquema de contratos, dando flexibilidad en el corto plazo al comercializador para que emplee los recursos de interconexión de manera flexible.

Como consecuencia de los problemas macroeconómicos que afectaron a la región, no se ha producido un avance en los mecanismos y formas de integración, por el contrario, se han generado retrocesos como es el caso de Argentina, el cual no ha desarrollado suficiente oferta para cumplir con los niveles de exportación de electricidad esperados.

2.5.3 Mercado Eléctrico Regional en Centro América (MER)

El proceso de integración centroamericano que tiene por objetivo principal lograr el desarrollo y bienestar de la población del istmo, conformado por 6 países centro-americanos: El Salvador, Honduras, Guatemala, Nicaragua, Costa Rica y Panamá, los cuales acordaron dar la máxima prioridad al desarrollo del Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de Centroamérica (SIEPAC).

En 1996 se firmó el tratado marco del Mercado Eléctrico de América Central que dio la base jurídica para la creación del MER, así como dio origen a la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE) y al Ente Operador Regional (EOR), para mayores detalles ve (ESMAP, 2011; SIEPAC, 2016).

SIEPAC y en términos generales el MER han conformado lo que ha sido uno de los procesos más éxitos de integración eléctrica dentro de Latinoamérica. Han desarrollado mecanismos que promueven la inversión privada y agregan nueva capacidad de generación al sistema, desplazando generación costosa con combustibles fósiles, con lo que se ha incrementado la riqueza de los consumidores y se ha contribuido a la preservación del medio ambiente (Raineri et al, 2013; CEPAL, 2013; MER, 2015).

Figura 10 Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central. Fuente: SIEPAC, 2016

El proceso de integración eléctrica en Centroamérica inició mucho antes que la creación del MER, con intercambios de energía entre Guatemala y El Salvador y entre los restantes cuatro países. Con la creación del MER y la entrada en operación del enlace eléctrico entre El Salvador y Honduras, fueron posibles intercambios de energía entre todos los países de Centroamérica, con una legislación supranacional, pero manteniendo cada país las características particulares de su marco regulatorio.

2.6 Conclusiones de los Antecedentes

De la descripción resumida que se ha realizado sobre los antecedentes de la integración de mercados eléctricos se puede concluir que:

El proceso de integración de mercados eléctricos en diferentes continentes ha presentado elementos comunes que limitan su desarrollo como son: la soberanía y la autonomía energética.

Los mercados eléctricos analizados en este capítulo se encuentran en diferentes etapas del proceso de integración, algunos están más y otros menos integrados, tomando como referencia para ello, la cantidad de energía intercambiada y su correlación con los precios.

Aspectos políticos, sociales y económicos de las naciones involucradas en el proceso de integración determinan el desarrollo de la integración.

Criterios de diseños de mercados eléctricos como son la eficiencia y la seguridad, permanecen para el diseño de la integración de los mercados, agregando además, los criterios de sostenibilidad y equidad como claves para el desarrollo de la integración.
Las condiciones iniciales de los mercados antes de integrarse determinan las posiciones de los mercados una vez integrados, como es el caso de países importadores y exportadores.

Beneficios de la integración de mercados eléctricos que se han encontrado comunes en los mercados analizados son: el aprovechamiento eficiente de los recursos de generación y transmisión, mejoramiento del desarrollo económico sustentable, inversión extranjera directa y en general mejoras al bienestar.

Los mercados de energía eléctrica son complejos como resultado de variables y relaciones que los determina como son las fundamentales y sus determinantes. Luego la integración de mercados eléctricos es también compleja.

Colombia pertenece a la CAN y geográficamente se encuentra en una posición privilegiada para promover la integración entre Centro y Sur América, e inclusive, hasta Estados Unidos, en el proceso de integración suprarregional de las Américas.

Se presenta a continuación en el capítulo 3 el marco teórico que se encuentra en la literatura, define los conceptos y casos de aplicación de la integración de mercados de electricidad.

3. CAPÍTULO 3. MARCO TEÓRICO

El proceso de liberalización y desregulación de los mercados eléctricos a confluido en la competencia del mercado, la desintegración vertical y horizontal de las empresas, propiciando la integración de mercados eléctricos a nivel regional y supra-regional, con niveles mejores de calidad, confiabilidad y accesibilidad (Millán, 2006; Sioshansi 2005; ONU, 2003, Dyner et al, 2007, Sioshansi, 2013).

Se presenta en este capítulo el marco teórico que soporta el desarrollo investigativo por medio de una descripción del proceso de integración, los beneficios, los modelos de integración, los mecanismos que definen los intercambios y las rentas de congestión.

3.1 Integración Eléctrica

Por definición, Integrar es constituir un todo, completar un todo con las partes que faltaban, también es hacer que algo o alguien pase a formar parte de un todo, aunar, fusionar dos o más conceptos, corrientes, divergentes entres sí, en una sola que las sintetice (RAE, 2015).

Según la Real Academia Española (RAE, 2015) integración es la *acción y efecto de integrar o integrarse*, definición que refiere el concepto de integrar como una fusión de las partes. La integración es entonces, una disolución de las identidades individuales para la conformación de una nueva identidad, pero también es correcto afirmar que, la integración es la conformación de un todo que incluye a las partes, las cuales conservan su identidad.

Esta definición lleva a inferir uno de las grandes limitantes que ha tenido la integración en cualquier caso de aplicación y es precisamente los conceptos de soberanía y autonomía, los cuales se ven reducidos por efecto de la integración ya que un mercado al integrase con otros se convierte en un mercado más grande, más complejo, dependiendo del nivel de integración, el mercado local pierde su identidad y pasa a formar parte de un mercado

regional y es ahí donde la soberanía nacional se percibe vulnerada, así como la autonomía para tomar decisiones, pues estas dependerán de instituciones de alcance regional.

La integración por su naturaleza es de características multidimensionales, y por lo tanto implica procesos complejos de articulación, dimensiones tales como: Política, Económica, Física, Legal, Ambiental y Social deben ser consideradas en la integración (Olsina, 2006, Dyner et al, 2011, Ochoa & Van Acker, 2012, Ochoa et al, 2013).

La integración no es un fin propiamente dicho, sino un medio a través del cual se alcanza bienestar para la sociedad (Conesa, 1982; Castillo, 2013). El mercado de electricidad es un medio de encuentro entre la oferta y la demanda de energía eléctrica, con base en lo anterior, la integración de mercados de electricidad no es un fin de las naciones sino un proceso mediante el cual productores y consumidores de energía eléctrica logran mayor nivel de bienestar y niveles de sostenibilidad pueden ser dados.

De acuerdo con Zanoni en (1999) *"la integración eléctrica se concibe como un* ***proceso*** *donde: las fuerzas del mercado actúan libremente; existe* ***libertad de transporte*** *de energía por los países, sin interrupción bajo estados de disputa; haya una* ***reglamentación transparente*** *y no* ***discriminatoria*** *en cuanto a la exploración, desarrollo y adquisición de recursos eléctricos para los países miembros; hay una política ambiental integrada para evitar el dumping medio ambiental y se logre* ***mejorar la eficiencia y la confiabilidad del abastecimiento****".*

Las definiciones anteriores hacen referencia a la integración como un proceso, con objetivos específicos de eficiencia, calidad, confiabilidad y seguridad en el suministro, conocimiento de expectativas y distribución de beneficios. Los procesos evolucionan por etapas, en este caso se pueden observar en la Figura 11 las siguientes etapas, las cuales están basadas en la definición de integración (ISA, 2005), pero modificada por los autores para considerar sus múltiples dimensiones.

En una primera etapa de la integración eléctrica se establece la consolidación de los mercados nacionales y el intercambio de energía que está determinado por el cumplimiento de contratos establecidos entre los países a nivel interno. En este caso es posible la realización de un despacho por contratos, con el propósito de cubrir déficits coyunturales, dado que no existe una periodicidad definida de los intercambios ni armonización regulatoria de las naciones (Rivera, 2006), un ejemplo de este tipo de acuerdo es la interconexión entre Colombia y Venezuela.

Para esta primera etapa los intereses de los miembros son totalmente claros, objetivos técnicos como la seguridad, la confiabilidad y la calidad son motivadores del país importador, a su vez, intereses económicos son impulsadores de la integración por parte del país exportador.

Una segunda etapa hace referencia a un despacho coordinado, se cuenta con un operador del sistema, encargado de la coordinación de dichos intercambios y una pequeña armonización regulatoria, por ejemplo, la interconexión entre Colombia y Ecuador, la cual es denominada como las TIE´s -Transacciones Internacionales de Electricidad (CREG, 2003), caso particular del esquema de integración conocido como *Market Coupling* (Ochoa et al, 2013). En esta segunda etapa, los intereses económicos prevalecen sobre los técnicos y por lo tanto, beneficios de la integración se pueden materializar por medio de la riqueza de la sociedad, es decir, energía barata para el consumidor del país importador y energía a precios superiores al nacional para el productor del país exportador. Con esto, se evidencia el logro de expectativas económicas para el país importador a través de sus consumidores y las expectativas de los productores en el país exportador.

La tercera etapa está definida para un despacho integrado, donde hay armonización regulatoria en lo relacionado con la interconexión, independiente de que existan instituciones individuales encargadas de llevar a cabo los contratos, instituciones que velan por la eficiencia económica y distribución de los beneficios como es el caso de la CAN.

La cuarta etapa o integración regional, se cuenta con un operador y un administrador regional, los agentes son de alcance regional, además de tener un mercado de carácter regional, es decir, entre varios países, como es el caso de Centroamérica y el NordPool.
Finalmente, la integración supra-regional, donde se integran varias regiones, existe un único regulador, operador y administrador, siendo este el esquema de integración que se espera lograr para América, (MERCOSUR, CHILE, CAN, SIEPAC, MÉXICO, USA Y CANADÁ) donde no solo los beneficios coinciden con la expectativas sino que límites de la integración como soberanía y autonomía se han diluido, toda vez que, la integración política y económica se han dado plenamente entre los países miembros de la integración eléctrica, muestra de ello es el mercado europeo de electricidad (EPEXSPOT).

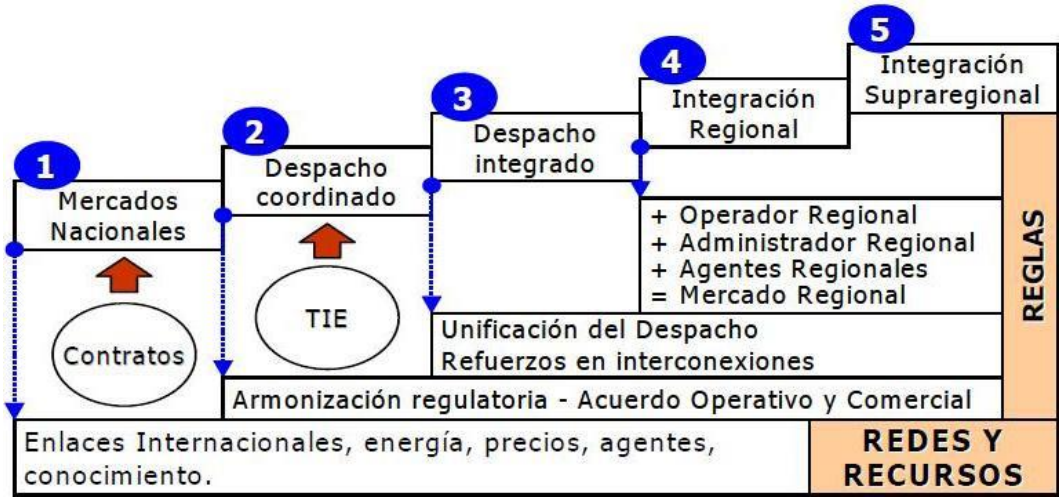

Figura 11 Proceso de integración Eléctrica
Fuente: http://www.xm.com.co/Pages/default.aspx

Un tema relevante de la integración son los beneficios, pues su distribución equitativa se considera una motivación para su desarrollo, a continuación, se lista el conjunto de beneficios que se han encontrado en la literatura como consecuencia de la integración de los mercados de electricidad.

3.2 Beneficios de la integración Eléctrica

Entre los beneficios de la integración eléctrica pueden citarse los siguientes (World Energy Council 2008, Zanoni 1999, Woolf, 2003; Dyner& García, 2009; Bunn & Gianfreda, 2010):

- Uso integrado y eficiente de los recursos disponibles de generación y transmisión.
- Aumento de la seguridad en el suministro eléctrico a través de la diversificación del uso de los recursos.
- Aprovechamiento de la complementariedad hidrológica y térmica entre diferentes sistemas nacionales, tal como se observa en la Figura 12 para Colombia, Ecuador y Panamá.
- Incremento de la productividad y la competitividad.
- Incremento del desarrollo económico sustentable mediante el suministro de energía a menor precio.
- Atención de necesidades y problemas ambientales a nivel regional, como consecuencia de la producción limpia y consumo eficiente de energía.
- Incentivos para la inversión extranjera.
- Incremento del número de compradores y vendedores.
- Libre acceso de los competidores a los mercados locales.
- Beneficios económicos de las economías de escala.
- Reducción del riesgo frente a la volatilidad de los precios.
- Reducción del riesgo frente a un racionamiento.
- Generación de riqueza por expansión del mercado.
- Reducción del poder de mercado.
- Importantes mejoras en calidad y confiabilidad, resultado del respaldo para cubrir generación de seguridad tanto en la operación normal como en emergencia o frente a contingencia.

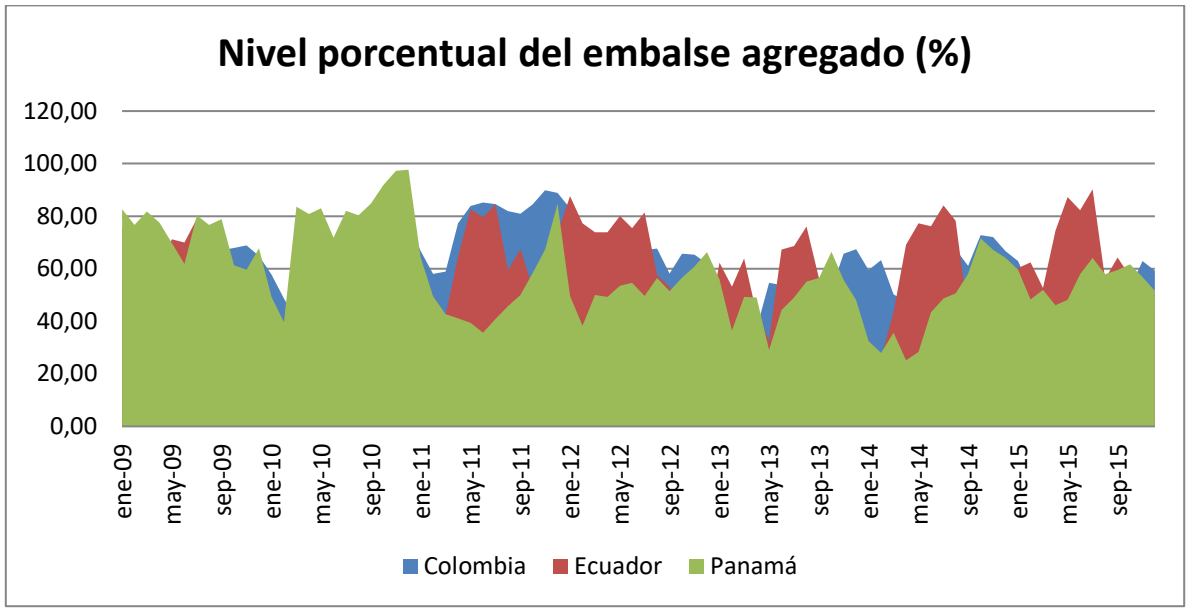

Figura 12 Embalse agregado por mercado – complementariedad hidrológica. Fuente de datos: operadores de los mercados eléctricos de Colombia, Ecuador y Panamá.

Una de las preguntas que surge es ¿De qué dependen los beneficios?, a continuación, se presenta uno de los determinantes de la cantidad de beneficios como es la capacidad de las líneas de transmisión que conforman la interconexión.

3.3 La Capacidad de la Interconexión

La capacidad de la interconexión es un determinante de la magnitud de los beneficios, a mayor capacidad mayor cantidad de energía se puede intercambiar y por tanto, mayor será la magnitud de los beneficios. Sin embargo, un equilibrio económico debe darse para el dimensionamiento de la capacidad, debido a que, bajo el criterio de equidad, los beneficios de los países integrados deben ser comparables, y con base al criterio de eficiencia económica, la interconexión se encuentra en competencia con la generación local, llegando a existir un valor que cumpla con ambos criterios, siendo así la integración podría llegar a ser más dinámica en su evolución y desarrollo (Ochoa & Van Acker, 2013). De otro lado, disponer de mayor capacidad no garantiza que haya mayor nivel de intercambios, pero es base para ello si otros aspectos de la integración logran configurarse en la misma situación.

Como parte de la investigación y con el propósito de observar como se ha considerado científicamente el fenómeno de integración de mercados de electricidad se presenta a continuación un resumen sobre los trabajos más relevantes que se encontraron sobre el tema, donde se identificó un conjunto de problemas y líneas de investigación, así como necesidades por satisfacer.

La integración de mercados eléctricos obedece a la unión física de sistemas de potencia y a la definición de reglas que determinan los intercambios comerciales.

Sobre la integración de mercados eléctricos se encontró en la literatura varios modelos basados en la forma como se realiza el despacho económico de las plantas de generación. De otro lado, se encontraron diferentes esquemas que permiten aliviar la congestión en las líneas de interconexión, esquemas que son utilizados como elementos fundamentales de la integración. Se presenta a continuación modelos de integración y esquemas que define los intercambios de potencia, encontrados en la literatura.

3.4 Modelos de Integración

Los modelos de integración hacen referencia específica al tipo o modelo de mercado a nivel nacional, el cual determina en gran medida el modelo de funcionamiento del mercado de electricidad una vez integrado. Se presentan a continuación cuatro modelos comúnmente encontrados en la literatura sobre mercados de electricidad integrados.

3.4.1 Modelo nodal

Un mercado eléctrico nodal, es aquel donde el sistema eléctrico de potencia es definido en términos de nodos y líneas de transmisión. Un nodo es un punto, donde se puede inyectar o extraer energía eléctrica. La inyección de energía eléctrica corresponde a la generación (Oferta) y la extracción de energía corresponde a la carga eléctrica (demanda). Una línea de transmisión de energía eléctrica une dos nodos, por ejemplo un nodo de generación y otro de carga.

En este tipo de mercados eléctricos se define un precio de la energía por nodo, el cual depende de la oferta, la demanda, la congestión y las pérdidas de la línea, cómo se observa en la siguiente ecuación (Bowring, 2006; Sun, 2008).

LMP = Precio marginal de generación + costo de la congestión + costo marginal de las pérdidas

Donde LMP significa Local Marginal Price o precio marginal a nivel local, de su traducción del inglés al español. En otras palabras, el LMP es el precio de la energía en el nodo.

La bolsa de energía, es coordinada por el Operador Independiente del Sistema (ISO). El ISO recibe las ofertas voluntarias de los generadores y considera los contratos bilaterales de largo plazo para satisfacer la demanda a nivel nodal como resultado del despacho económico por nodo. Si no hay problemas de congestión en las líneas de transmisión y las pérdidas son iguales entre diferentes nodos, los precios nodales deben ser iguales al precio marginal del mercado. Sin embargo, en presencia de congestión los precios pueden variar significativamente (Bowring, 2006; Sun, 2008).

Entre los beneficios del modelo nodal se pueden citar, la compatibilidad entre los mercados de corto y largo plazo, el funcionamiento del sistema frente a restricciones de la red, percepción real de la situación, expansión con menor riesgo e incertidumbre (Bowring, 2006; Sun, 2008).

También es cierto que, un sistema eléctrico puede tener miles de nodos, como es el caso del mercado eléctrico de Pensilvania, New Jersey y Maryland –PJM- en Estados Unidos, el cual funciona como un mercado nodal, calculando precios horarios para aproximadamente 2000 nodos (Bowring, 2006; Sun, 2008), lo que define un despacho eléctrico complejo, razón que justifica la existencia de mercados eléctricos por zonas, como es el caso del NordPool (NordPool, 2005) el cual sigue un esquema denominado market splitting con formación dinámica de zonas, así por ejemplo, se definieron 11 zonas en el año 2011 para su funcionamiento de intercambios (Nord Pool, 2011).

3.4.2 Modelo zonal

Una zona se define como una agrupación de nodos y cada zona tiene asociado un precio. La determinación de una zona se puede dar por medio de la cercanía geográfica y financiera entre los nodos, según unos intervalos o límites preestablecidos, es decir, en términos geográficos por medio de una distancia establecida o límite territorial, en términos financieros, en función del precio, el cual es resultado de la oferta y demanda de la zona (Bowring, 2006; Sun, 2008; Joskow, 2006; Cornwall, 2008).

Al igual que en el caso anterior no existe un único precio para la energía en el mercado integrado, esto depende del número de zonas, así como también de la congestión y las pérdidas. Sin embargo, se puede afirmar que el flujo de energía entre dos zonas va en dirección del mayor precio.

3.4.3 Modelo nodal con FTR

Las variaciones de los precios y las variaciones entre precios de nodos, dan origen a un esquema financiero de cubrimiento al riesgo denominado derechos de la transmisión o FTR de sus siglas en inglés. En este caso, los agentes pueden comprar y vender su derecho de transmitir determinada cantidad de potencia eléctrica por una línea de transmisión (Bowring, 2006; Sun, 2008).

Este instrumento complementa las ventajas de los sistemas nodales sobre los zonales pero además, supera las debilidades de éstos, al considerar el riesgo. El autor de este instrumento fue William Hogan, entre sus principales seguidores están Steven Stoft y Larry E Ruff. Ver (Hogan, 1992, 1994); pero también existen opositores a la implementación de este sistema, ver (Shmuelet al, 1995).

Entre las características de un derecho de transmisión se pueden citar básicamente tres, recibir beneficios financieros por la utilización de la capacidad de la línea, tener el derecho de uso de la capacidad y el derecho de excluir a otro del uso de la capacidad (Hogan, 1992, 1994).

Hay un beneficio si el FTR indica un flujo de potencia en dirección al flujo de la congestión, esto sucede cuando el precio marginal del punto de retiro de potencia es mayor al precio del punto de inyección y es un costo en el caso contrario (Hogan, 1992, 1994).

Una alternativa al caso anterior (FTR) son los FGR (Flow Gate Right), es decir, los derechos sobre los cuellos de botella, estos permiten el flujo de potencia solo en una dirección, a diferencia de los FTR que lo permiten en ambas direcciones. Los FGR son siempre positivos, es decir, que el tenedor de un FGR no llegaría a pagar por tener en su propiedad un FGR, sino que siempre recibiría por su tenencia. En términos generales, los FTR son obligaciones, mientras que los FGR son opciones, esto se debe a que los FGR asociados a un cuello de botella están limitados por la capacidad de dicho cuello de botella o punto de congestión (Hogan, 1992, 1994).

Físicamente la red de transmisión eléctrica es limitada en capacidad y las necesidades de suministro de un país o región pueden superar la capacidad de línea de transmisión para el intercambio de potencia, con lo cual surge el problema de la congestión, ¿Cómo se alivia la congestión?, ¿cuál debe ser el esquema que define la formación del precio de los intercambios, la dirección y magnitud del flujo de potencia? son precisamente las preguntas que se responden a continuación con los esquemas o mecanismos de alivio de la congestión.

3.5 Mecanismos que definen los intercambios

Los esquemas de integración de mercados eléctricos que se encuentran en la literatura son básicamente mecanismos - instrumentos económicos- de alivio de la congestión en las líneas de transmisión, de formación del precio de la potencia intercambiada, y determinantes de la magnitud y dirección del flujo de potencia. Se presenta en la Tabla 1 un resumen de las ventajas y desventajas de los diferentes mecanismos en cuestión, la cual se basa en la información encontrada en la literatura (Tradacete 2000; Stoft, 2002; Newbery et al, 2003; Ouden, 2003; Boisseleau&Vries 2004; Martínez et al, 2004; Muñoz,

2004; Gjerde et al, 2005; Naranjo 2005; OMEL 2005; ETSO 2006;CNE, 2006;NordPool, 2006; TenneT, 2006; APX 2007, 2007a; E.ON, 2007; ERGEG 2007; Quinto & Villafruela, 2007; Adamec et al, 2008; Cornwall, 2008; Creti et al, 2008; Dyner et al, 2008; IFIEC, 2008; Ochoa & Franco, 2010; Hoyos et al, 2010; Farahmand & Doorman, 2011; Hoyos et al, 2012; Ochoa et al, 2013; Ochoa & Van Acker, 2013).

Generalmente la congestión se resuelve por medio de la asignación de la capacidad de la línea de transmisión, así por ejemplo en la lista de prioridad la asignación se hace en orden a las solicitudes de reserva de capacidad por parte de los agentes generadores al operador del sistema, si hay exceso, son despachados en menor cantidad. En el prorrateo, el funcionamiento es similar al caso anterior y la asignación es en base al volumen ofertado (Ochoa et al, 2013).

En el redespacho las restricciones de la línea son superadas, para reasignar la capacidad de transmisión con base en el despacho económico, bajo criterios de calidad, confiabilidad y estabilidad (Ochoa, 2013).

Tabla 1 Mecanismos que definen los intercambios (Hoyos et al, 2012; Ochoa et al, 2013)

Esquema	Ventajas	Desventajas	Aplicación
Listas de prioridad	Facilita la operación y promueve la expansión del mercado de largo plazo	Monopolios barreras de entrada, poder de mercado señales inadecuadas	Austria
Prorrateo	Todos son despachados	Ofertas mayores a la capacidad de producción Poder de mercado	Hungría y serbia Hungría y Croacia
Redespacho	Competencia	Sobre costos El precio no refleja las restricciones Poder de mercado	Norte y Sur de Austria Reino Unido

Subasta explícita	Mercado de derechos sobre la transmisión	Tendencia creciente del precio segmentación del mercado barreras de entrada	Francia y el Reino Unido, Irlanda y Bélgica, Francia y España, República Checa, Polonia, Alemania y Slovakia
Subasta implícita (Market Splitting)	División del mercado Conserva la formación del precio nacional Señales claras Reducción de riesgos	Problema para dividir el mercado	NordPool Bélgica e Irlanda, Francia y Alemania España y Portugal
Subasta implícita (Market Coupling)	Menos costos reduce las barreras de entrada reducción de precios	No convergencia	Francia, Irlanda y Bélgica Francia, Bélgica y Holanda Dinamarca y Alemania Colombia - Ecuador

Por su parte las subastas las hay de dos tipos, explícitas donde la capacidad y la energía se transan por separado y las implícitas donde ambas están juntas al momento de subastarse. Este último tipo de subasta es de dos clases, por segmentación y acoplamiento de mercados. La segmentación divide el mercado en áreas o zonas y el precio de los intercambios depende de los diferenciales de precios de las zonas y la capacidad de la línea también conocido como market splitting (Ochoa & Franco, 2010). El acoplamiento de mercado es un proceso iterativo de convergencia hacia el mínimo precio con equilibrio económico, también es conocido como market coupling (EuroPEX, 2003; 2006; OMEL-EPEX, 2010; Marinakis, 2010; Ochoa et al, 2013).

Las listas de prioridad, el prorrateo y el redespacho son mecanismos fáciles de implementar, e integrar con la operación del sistema, sin embargo, permiten el ejercicio de poder de mercado, incrementan los costos y emiten señales incompletas e incorrectas sobre el mercado (Ochoa, et al, 2013, Osorio, 2013).

Las subastas, tanto la explícita como las implícitas, son más eficientes económicamente y emiten señales más claras a los agentes sobre el funcionamiento y evolución del mercado.

3.5.1 Transacciones Internacionales de Energía de Corto Plazo (TIE´S)

Las TIE´s obedecen a una implementación particular del esquema de integración definido como subasta implícita de acoplamiento entre los mercados o market coupling, debido a que el intercambio de energía tiene implícito el uso de la capacidad de la interconexión (CREG, 2003, Ochoa et al, 2013). Las TIES han mostrado ser un esquema exitoso para la integración, donde las reglas son claras y la voluntad política lo permite. Tal es el caso de la Comunidad Andina de Naciones y específicamente la integración entre Colombia y Ecuador. (CREG, 2003, Ochoa et al, 2013).

Entre las características y beneficios que están asociados a las TIES se encuentran (CREG, 2003, CREG, 2009):

- La autonomía nacional en cuanto al manejo de sus recursos energéticos internos, y el despacho de sus plantas de generación para la atención de la demanda local.
- Confiabilidad en el suministro frente a situaciones de mantenimientos o problemas de indisponibilidades prolongados.
- Estabilidad de los sistemas de potencia al incrementar la inercia de los sistemas eléctricos interconectados.
- Estabilidad del nivel de tensión por el incremento del nivel de cortocircuito y la posibilidad de un control automático de generación extendido al sistema de potencia integrado.
- Regulación de la frecuencia, por una mayor cantidad de reserva rodante en el sistema eléctrico.
- Confiabilidad de la red de transmisión en las zonas de frontera, comúnmente alejadas de los grandes centros de producción y consumo.
- Reducción de pérdidas.
- Mayor posibilidad de gestionar el margen y niveles de reserva.
- Aprovechamiento de la estacionalidad.
- Disminución de la inversión en generación para garantizar el suministro.
- Aprovechamiento de economías de escala en la construcción de centrales eléctricas.

Como resultado de la aplicación de diferentes instrumentos económicos que definen los intercambios, específicamente en para el caso de aliviar la congestión, existe pagos que se conocen con el nombre de rentas de congestión, surge entonces la siguiente pregunta ¿Cómo se deben distribuir dichas rentas de congestión?

3.6 Rentas de congestión

Singh en (2008) señala que un indicador importante a la hora de tomar decisiones sobre la inversión en transmisión ha sido la congestión, he aquí la importancia de medirla y resolverla adecuadamente (FERC, 2006), también afirma Singh en (2008) que algunas de las métricas de la congestión en USA son: los costos del re-despacho, rentas de congestión o pagos realizados por derechos de transmisión, costos de la congestión sin cobertura. Una pregunta que emerge en este apartado es ¿Cuál debe ser la forma de medir la congestión y Por qué?

Lo típico en este aspecto es que la congestión es función de la capacidad de la línea de interconexión (MW) y la cantidad potencia requerida y la ofertada para transferir, es decir, oferta y demanda a cada lado de la interconexión en (MW), sin embargo, ¿cuándo hay congestión?, cuando queda demanda insatisfecha a un lado de la línea o cuando queda potencia atrapada al otro lado de la línea, o en ambos casos. De otro lado, si una línea tiene una capacidad de 100MW y la potencia a transferir es de 120 MW luego de hacer el balance y definir la dirección del flujo, entonces ¿hay congestión o la línea está sobre cargada en un 20%?.

Lo que se quiere tratar de precisar es que, la congestión normalmente obedece a un límite físico – eléctrico de la línea de interconexión y normalmente es solucionado por medio de un mecanismo económico que define la cantidad a transferir dentro de los límites de capacidad de la línea. Sin embargo, un problema físico eléctrico no debería resolverse simplemente con soluciones físicas o eléctricas En este caso, colocar más líneas o aumentar la capacidad de la interconexión (expansión) resuelve el problema de forma temporal, hasta que las necesidades a lado y lado de la interconexión copen la capacidad de intercambio nuevamente.

En algunos esquemas de integración, las rentas de congestión son ganancias que se derivan de los intercambios comerciales de electricidad entre dos o más mercados (FERC, 2006a; Singh, 2008; CREG, 2009), como consecuencia de la diferenciación entre los precios, Finon & Romano en (2009) proponen dos formas de asignación de las rentas de congestión, por ingresos y por precio.

El primer caso obedece a la colocación de impuestos sobre los ingresos y sobre los dividendos que reciben los accionistas de las compañías relacionadas. En muchos casos el principal accionista es el Estado, con lo cual se posibilita que el recaudo de dichos impuestos se lleve al presupuesto público que se invertirá en beneficios de los consumidores, por ejemplo, en subsidios, ampliación de cobertura, programas de desarrollo económico, etc. En algunos países como Francia, dicho mecanismo de asignación de las rentas de congestión es suficiente para la satisfacción de los consumidores, debido a que la percepción de pérdida del consumidor como consecuencia de un incremento en el precio de la energía resultante de la integración de mercados, se ve recuperada por inversión en el presupuesto público (Finon& Romano, 2009).

El mecanismo de asignación de las rentas de congestión vía precio, consiste en reducir el precio tanto como las rentas de congestión lo permitan, dado que en las plantas de generación de electricidad después de muchos años de operación, los costos de inversión ya han sido pagados por los consumidores y el precio de generación debería reflejar el costo contable de producción de electricidad y no el costo de oportunidad. Con lo anterior se transfiere al consumidor una tarifa muy baja que mejora su bienestar. Este tipo de mecanismos fue implementado en Quebec – Canadá, donde, las características monopolistas del mercado, facilitaron su viabilidad de implementación (Finon y & Romano, 2009).

Otra forma de realizar asignación de las rentas de congestión vía precio es la consideración de un precio regulado, inclusive con topes para pequeños consumidores, o similarmente la consideración de subsidios, es decir, para aquellos consumidores de baja capacidad de pago, subsidiar parte del pago por el suministro de electricidad (Finon y & Romano, 2009).

Esto es común encontrarlo en países en desarrollo como Colombia, donde consumidores con alta capacidad de pago por el servicio de electricidad subsidian a los de bajos ingresos, sin embargo, ¿cómo distribuir las rentas provenientes de la congestión física de la red de transmisión de interconexión entre dos o más mercados? vía precio o ingreso, ¿o de otra forma?

Tal vez uno de los mecanismos de asignación de las rentas de congestión que cumpla con los criterios de eficiencia económica y de equidad social, es el propuesto por Finon& Romano en (2009) a través de la creación de un fondo de inversión social, es decir, la inversión de dicho fondo se hace para garantizar la expansión del sistema con tecnologías limpias, como fuentes de energía renovables, así de esta forma los consumidores perciben realmente donde está su contribución y cual su beneficio, además de preservar el medio ambiente, entre otros.

La distribución de las rentas de congestión es un asunto que forma parte del acuerdo entre los países sobre la forma en la cual se hace distribución de los beneficios de la integración eléctrica, así por ejemplo, un país puede renunciar a generar localmente con combustibles líquidos, que puede ser energía muy costosa, reduciendo así el excedente del productor, por importar la energía de otro país a un precio inferior que aumente el excedente del consumidor del país importador.

3.7 Conclusiones del Capítulo 3.

El marco teórico sobre integración de mercados de electricidad que se presentó en este capítulo permite concluir que:

El concepto de integración de mercados de electricidad no está totalmente desarrollado en la literatura y no existe suficiente claridad sobre aquellos conceptos asociados a su definición, así por ejemplo, la soberanía y la autonomía energética son conceptos fundamentales para el desarrollo de la integración, sin embargo, no se encuentran vinculados con la definición de integración propiamente dicha.

La definición de integración y más específicamente, la definición de integración de mercados de electricidad es una oportunidad a través de la cual se debe profundizar e investigar. Esto es, definir las variables que determinan la integración y sus relaciones, así como el valor de dichas variables para ubicación dentro algún nivel de integración preestablecido.
Existen diferentes dimensiones de la integración que deben ser consideradas: física, legal, social, económica y ambiental.

Existen diferentes modelos de integración como son, los modelos nodales, y los zonales, de los cuales se desprenden modelos más sofisticados, como los FTR y lo FGR.

Los modelos de integración utilizan diferentes mecanismos de alivio de la congestión, como son: listas de prioridad, el prorrateo, el re-despacho y las subastas, las cual hay, explícitas e implícitas y estas últimas son de segmentación de mercado o de acoplamiento como es el caso particular de las transacciones internacionales de energía entre Colombia y Ecuador.

La congestión es un problema de carácter físico y eléctrico, que en muchos casos, se resuelve por medios económicos, como es la asignación de uso de la capacidad y sus costos asociados. Como consecuencia de la congestión en las líneas de transmisión de la interconexión, se desprenden unas rentas que deben ser distribuidas adecuadamente entre ambos mercados.

Luego de conocer los conceptos asociados a la integración de mercados eléctricos, se pasa a presentar en el capítulo 4 la revisión de la literatura en materia de integración de mercados eléctricos.

4. CAPÍTULO 4. REVISIÓN DE LA LITERATURA

El objeto de estudio de esta investigación fue la dinámica de la integración de mercados de electricidad, para tal propósito se desarrolló a lo largo de este documento un conjunto de elementos que definen el marco teórico de la integración, su importancia, y limitaciones. En este capítulo se presenta la revisión de la literatura relacionada, con el propósito de reseñar como otros autores se han acercado a este objeto, los problemas y líneas de investigación que se han encontrado, así como la forma en que ellos han abordado la solución, y los límites a los que han llegado.

4.1 Generalidad conceptual

En términos generales, Bunn y Gianfreda en (2010) compilan y extienden a Europa, los conceptos de Bailey (1998), DeVany and Walls (1999a,b), Jerko et al. (2004) sobre la integración de mercados eléctricos en Estados Unidos, marcando algunos frentes de trabajo investigativo en el tema.

La integración entre mercados eléctricos será alta, si se cuenta con capacidad suficiente de interconexión en el mercado. Se esperaría que Alemania con 9 líneas de interconexión esté más integrado que España con dos (Bunn & Gianfreda, 2010). Este trabajo de 2010 indica que determinar la capacidad de la interconexión por ejemplo a través del número de líneas de transmisión entre los sistemas de potencia ayuda a determinar el nivel de integración, sin embargo, se considera que no es suficiente y no garantiza su utilización para los intercambios, por tanto, el nivel de integración no dependerá solo del número de líneas o de la capacidad de la interconexión.

La integración será alta, para mercados cerrados geográficamente. Esto ha de ser muy válido para mercados con grandes distancias entre los agentes y la carga del sistema, donde las pérdidas de la transmisión son significativas. Este no es el caso Europeo (Bunn & Gianfreda, 2010). Sobre este punto se plantea la siguiente discusión, si los sistemas de potencia están cerca, son más fáciles de integrar por que requieren menos costos para su

integración, en este sentido, la expansión de la interconexión debe ser más económica y traer mayores beneficios que la expansión de la transmisión local que conecte la generación con la carga a gran distancia. De otro lado, el mayor nivel de integración se da según ISA en 2005 por la interconexión entre regiones, es decir, por la conexión de sistemas de potencia alejados a través de sistemas intermedios más cercanos, con lo cual, la afirmación de Bunn & Gianfreda no puede ser generalizada.

La integración será alta, frente a grandes volúmenes de importación en el mercado. El caso americano del mercado eléctrico de California da fe de esta afirmación (Jerko et al, 2004), sin embargo, precisan Bunn & Gianfreda en (2010) que en el caso Europeo un país exportador como Francia debería llevar a grandes niveles de integración en los mercados. Es ente aspecto, se está de acuerdo con los autores, el volumen de los intercambios ayuda a definir el nivel de integración, entre mayor es el volumen de potencia intercambiada mayor es el nivel de integración, sin embargo, dicho volumen no solo depende del margen de reserva de cada mercado, sino también, del precio de la potencia a intercambiar.

La integración será alta, frente a altos niveles de estacionalidad de la demanda. Bunn & Gianfreda en (2010) enfatizan en que esta afirmación ha sido probada en otros estudios (Zachmann, 2008, Boisseleau, 2004) y por lo tanto, llaman la atención en que esto no implica que periodos de baja demanda sean más competitivos, debido a menos congestión en la transmisión, sin embargo, debido a la complementariedad del lado de la oferta y de la demanda en los mercados integrados, frente a condiciones críticas de hidrología en un mercado, la integración sirve de confiabilidad en el suministro.

La integración de mercados eléctricos será alta, para los precios correspondientes, tanto a periodos de demanda pico como base. Plantean en ese punto Bunn & Gianfreda en (2010) que los picos motivan transacciones pero la base menos localización del precio de escasez. Para ambos casos anteriores, la anotación que se hace va en la dirección de que por encima del periodo de demanda considerado para el intercambio depende de la finalidad u objetivo de la integración, si es por seguridad y confiabilidad en el suministro como es el caso entre Colombia y Venezuela, la integración no se vería afectada por el precio, sin

embargo, si la integración se dio por oportunidad económica para mejorar el bienestar de la sociedad como fue en el caso Colombia y Ecuador y sería el caso en el corto plazo entre Colombia y Panamá el precio afecta directamente los intercambios.

La integración será alta, tanto para la bolsa como para el mercado de contratos. En este sentido Bunn & Gianfreda en (2010) son enfáticos de que el precio de los contratos refleja las expectativas, mientras que el precio de bolsa refleja el choque entre la demanda y la oferta día a día. Se está de acuerdo con los autores de 2010 en su última afirmación sobre el precio, las expectativas y el choque entre la oferta y la demanda, sin embargo, el hecho que exista varios contratos entre agentes de alcance regional no determina directamente la dinámica de la integración ni de la bolsa de energía.

De los trabajos revisados y citados en los párrafos anteriores se puede inferir que la integración de mercados de electricidad tiene líneas de trabajo y atención como son, los niveles de capacidad de la interconexión, la dinámica y volumen de los intercambios, las características y condiciones de los mercados, la estacionalidad de la demanda, la ubicación geográfica, la congestión de las líneas de transmisión, los costos y precios.

Del planteamiento realizado por Bunn y Gianfreda en (2010) sobre la integración de los mercados y como esta puede ser alta, con la ocurrencia de: gran capacidad de la interconexión, estacionalidad de la demanda, cierre geográfico de los mercados, congestión de las líneas, etc, se planteó en esta investigación la utilización de la simulación como herramienta soporte para responder dichas preguntas, ya que por su finalidad, los modelos de simulación responden a, qué pasaría si?...

De acuerdo a la naturaleza del modelo empleado, la simulación puede ser según (Fishman, 1978) por: ***Identidad:*** *cuando el modelo es una réplica exacta del sistema en estudio, como ocurre por ejemplo con las empresas automotrices en los ensayos de choques de automóviles utilizando unidades- carros reales bajo condiciones controladas;* ***Cuasi-identidad:*** *versión ligeramente simplificada del sistema real. Por ejemplo, los entrenamientos militares que incluyen movilización de equipos y tropas pero no se lleva a cabo una batalla real;* ***Laboratorio:*** *Se utilizan modelos bajo las condiciones*

preestablecidas y controladas. Es así como se pueden distinguir tres tipos de simulaciones: ***Juego operacional:*** *Personas compiten entre ellas, ellas forman parte del modelo, la otra parte consiste en computadoras, maquinaria, etc. Es el caso de una simulación de negocios donde las computadoras se limitan a recolectar la información generada por cada participante y a presentarla en forma ordenada a cada uno de ellos;* ***Hombre-Máquina:*** *Se estudia la relación entre las personas y la máquina. Las personas también forman parte del modelo. La computadora no se limita a recolectar información, sino que también la genera. Un ejemplo de este tipo de simulación es el simulador de vuelo;* **Simulación por computadora:** *El modelo es completamente simbólico y está implementado en un lenguaje computacional. Las personas quedan excluidas del modelo. Un ejemplo es el simulador de un sistema de potencia eléctrica donde existe interés en conocer el comportamiento de las variables eléctricas una vez perturbado el sistema con eventos de falla, o frente al ingreso de un nuevo elemento en el sistema como es la generación o la carga. Este tipo de modelos también son utilizados en la economía, donde la conducta de los usuarios frente a una situación particular de un producto, bien o servicio está modelada en forma estadística o econométrica.*

Del planteamiento de Bunn y Gianfreda en 2010 se mostró la necesidad de la simulación para comprender cuándo la integración sería alta; ahora bien, del planteamiento realizado por Fishman en (1978) se evidencia que la simulación por computadora es utilizada en análisis de sistemas de potencia y modelos económicos; debido a que los mercados de electricidad integrados están compuestos físicamente por sistemas de potencia unidos eléctricamente y la funcionalidad de la integración depende de los mecanismos económicos definidos para los intercambios, se concluye que la simulación por computadora es una herramienta apropiada para analizar la integración de mercados de electricidad, evaluar políticas energéticas y responder a preguntas de qué pasaría con la integración si…?.
Continuando con la revisión de la literatura, el análisis se centra en adelante en como los autores que han trabajo el tema de integración de mercados eléctricos, han modelado el sistema, el mercado y los problemas allí presentados. Literatura específica sobre integración de mercados de electricidad es poca para la fecha de esta investigación. Se realiza en primer lugar, un recorrido por la modelación de mercados eléctricos, los cuales

se basan en los determinantes de sus fundamentales, oferta, demanda y precio, para luego describir algunos modelos encontrados específicamente sobre integración de mercados de electricidad.

4.2 Modelado de mercados de electricidad

Según Olsina en (2005), los modelos para mercados eléctricos que se encuentran en la literatura se pueden agrupar en tres clases, de optimización, económicos y de simulación, siendo este una confirmación más de porqué utilizar simulación en el análisis de mercados eléctricos integrados.

4.2.1 Modelos de optimización

Los modelos de optimización son comúnmente utilizados para analizar el comportamiento de los mercados en el corto plazo (Diaz, 2011), aunque existen modelos de optimización para análisis de largo plazo (Nollen, 2003; Schwarz, 2005; Finon & Pignon, 2008). Los modelos de optimización normalmente se basan en una asignación de recursos de forma eficiente, por ejemplo, el modelo de optimización para el despacho de las centrales de generación en un mercado utiliza una función objetivo de minimización del costo del sistema, sujeto a un conjunto de restricciones (Diaz, 2011).

Existen modelos de optimización típicos de mercados de electricidad para la formación de precios, como por ejemplo, modelos de la teoría de juegos basados en el equilibrio de Cournot o el equilibrio de Nash, ampliamente utilizados para el corto plazo y en el cual se consideran entre otras, las expectativas de los jugadores y se definen estrategias de participación (Borenstein et al, 1995; Dakhlaquia, 2008; Vasquez, 2008), además permiten encontrar un precio de la electricidad en lugar del costo marginal, una recopilación de estos modelos para los mercados de electricidad puede encontrarse en Ventosa et al, 2005 y 2008.

Estos modelos requieren de grandes simplificaciones para ser resueltos matemáticamente, suponen que las compañías son optimizadoras de forma inter-temporal, carecen de ciclos de realimentación, realizan supuestos fuertes sobre las variables de decisión y sus relaciones, los agentes y su participación, como por ejemplo, supuestos sobre el conocimiento perfecto del mundo por parte de los agentes. Estos modelos carecen de

constantes de tiempo en el sistema, son modelos que son muy utilizados como benchmarking, o referencia de lo que se esperaría del comportamiento de los agentes en el mercado para el corto plazo (Ventosa et al, 2005, 2008; Díaz, 2011).

4.2.2 Modelos económicos

De otro lado, los modelos económicos son más bien modelos econométricos, basados en las técnicas de la estadística descriptiva e inferencial que describen y pronostican el comportamiento de variables fundamentales del mercado como son la oferta, la demanda, y el precio. Estos modelos son utilizados para mostrar las relaciones estadísticas de variables económicas, por ejemplo, la correlación entre la demanda de energía y el crecimiento económico, variables que dependen de ellas mismas en periodos anteriores como son los análisis basados en series de tiempo y depende de variables demográficas y económicas como la población y el ingreso per-cápita respectivamente, para modelos multivariados.

Es común encontrar la aplicación de los modelos econométricos para análisis de corto plazo en mercados eléctricos (Kahn, 1998; Ventosa et al, 2005, 2008). Una recopilación de estos modelos y su aplicación se puede encontrar en Lo et al (1991) y Chern and Just en (1982), así como en (Bunn, 2004; Cramton & Stoft, 2006; Cramton, 2007; Vasquez, 2011).

Los modelos económicos que ofrece la teoría neoclásica están orientados al equilibrio económico verificando su optimalidad. Sin embargo, una de las limitantes ha sido la adecuación de herramientas matemáticas para modelar y analizar el desarrollo de los mercados de electricidad en el largo plazo (Olsina, 2005).

Específicamente, modelos estadísticos para definir el pronóstico de las fundamentales y sus parámetros con aplicación en los mercados de electricidad se encuentra en (Li y Flynn, 2004; Parkinson, 2004; Knittel & Roberts, 2005; Hong y Lee, 2005; Botero & Cano, 2008; Velásquez, 2008).

4.2.3 Modelos de simulación

A diferencia de las dos clases de modelos anteriores, los modelos de simulación han despertado gran interés en la comunidad científica para el modelado de mercados eléctricos debido entre otras cosas a la flexibilidad para modelar el comportamiento de los agentes en el mercado. Los modelos de simulación son aptos para capturar características relevantes de los mercados eléctricos como son, la racionalidad limitada de los agentes y su base de decisiones en función a sus expectativas, habilidades de aprendizaje, asimetrías en la información y por su naturaleza, la modelación de ciclos de realimentación y retardos (Dyner, 1995; Dyner & Bunn, 1997; Dyner & Larsen, 2001; Olsina, 2005; Franco, 2005; Ochoa and Van Ackere, 2009; Ochoa et al, 2013; Ceballos, 2014).

Los modelos de simulación basados en agentes (ABM) son una técnica que permite dotar de inteligencia – conocimiento y autonomía en las decisiones– a los agentes (Axelrod, 1997; macal & North, 2006; 2010, 2011; Moreno, 2007; Banal et al, 2011; Ceballos, 2014), donde el comportamiento de las variables fundamentales emerge de la interacción entre ellos.

Los (ABM) son utilizados en sistemas complejos (Ceballos, 2014), ejemplo de su aplicación puede citarse en el comportamiento de las ofertas de los participantes del mercado, donde las cantidades y precios ofertados depende de múltiples variables y relaciones (Larsen & Dyner, 2001; Olsina, 2005; Ochoa et al, 2013; Ceballos, 2014)

Dentro de la simulación existen varias áreas de trabajo además de los (ABM) como son, la dinámica de sistemas, los sistemas dinámicos y la simulación basada en eventos discretos, mayores detalles sobre éstas se describen más adelante y se encuentran en (Borshchv & Filippov, 2005).

Dada la pertinencia de los modelos de simulación para modelar mercados de electricidad se presenta a continuación la revisión de la literatura focalizada sobre ésta temática.

4.3 Simulación de los mercados de electricidad

En primer lugar, se planea el objeto de la simulación, los diferentes tipos de simulación encontrados y su utilidad para el análisis de los mercados de electricidad con el propósito de delimitar el marco de aplicación de la simulación en la integración de los mercados de electricidad.

4.3.1 Discusión sobre el objeto

Antes de discutir sobre la simulación de sistemas, debe precisarse el concepto de su aplicación, es decir, que se entiende por sistema, en este sentido, se hace referencia al concepto universal de sistema como conjunto de elementos relacionados entre sí para el logro de un objetivo común (Calderon, 1995; Checkland, 1993).

El estudio de sistema se puede sintetizar en tres tipos de intereses, compresión, predicción y transformación. De acuerdo al número de partes y relaciones que los componen los sistemas pueden llegar a ser considerados complejos (O´connor & McDermott, 1998).

La integración de mercados de electricidad está fundamentada en la integración de sistemas eléctricos de potencia, vistos con una perspectiva física. Sin embargo, desde el punto de vista económico, la integración de mercados de electricidad puede ser representada como un sistema, donde las partes o mercados eléctricos con sus respectivos componentes, oferta y demanda, se encuentran relacionados por medio del esquema de intercambios comerciales que determina las transacciones internacionales de energía y la regulación que define el conjunto de reglas de funcionamiento del sistema y del mercado integrado.

4.3.2 Discusión sobre simulación

La simulación es un proceso a través del cual se ejecuta un modelo por medio de cambios continuos o discretos a través del tiempo, para responder a la pregunta de ¿Qué pasaría si.,?. En términos generales, para problemas complejos, donde la dinámica es importante,

la simulación es una alternativa (Calderon, 1995; Arango et al, 2006), como es en este caso la dinámica de los mercados de electricidad y la dinámica de estos una vez integrados.

La simulación está basada en el desarrollo de modelos matemáticos e informáticos por medio de los cuales se describe el comportamiento de un sistema, por ejemplo, el sistema eléctrico de potencia o el sistema que define el mercado de electricidad como resultado de la interacción entre sus fundamentales.

Los mercados de electricidad requieren del procesamiento de información, a través del cual se garantiza un funcionamiento del sistema bajo los criterios de seguridad y confiabilidad en el sistema (Arango et al, 2006; Millán, 2006; Dyner et al, 2007a y b). De esta misma forma, la integración de mercados de electricidad involucra el procesamiento de grandes volúmenes de información, aquella correspondiente a cada mercado local y a la del mercado integrado.

El funcionamiento del sistema eléctrico de potencia no solo obedece a procesos de optimización en función del criterio de eficiencia, sino también a simulaciones que soportan la toma de decisiones frente a diferentes escenarios (Dyner et al, 2007a y b). En este sentido, la integración de mercados de electricidad obedece a simulaciones sobre el sistema de potencia integrado, por medio de las cuales, se soporta la toma de decisiones en materia de intercambios de potencia bajo el cumplimiento de criterios de eficiencia, calidad, seguridad y confiabilidad.

De igual forma, el funcionamiento del mercado de electricidad involucra procesos de optimización y simulación que definen comportamientos de los agentes bajo las reglas establecidas (Dyner, 1995; Dyner et al, 2007a). En este sentido, la integración de mercados de electricidad involucra simulaciones que soportan no solo la toma de decisiones de los agentes, sino que representan su comportamiento a nivel regional frente a cambios de las variables de decisión y reglas de juego.

Los mercados de electricidad incluyen incertidumbre sobre variables determinantes de la oferta y la demanda de energía eléctrica (Dyner, 1995; Dyner et al, 2007a; 2008), en este sentido, la integración de mercados de electricidad involucra incertidumbres sobre la oferta y demanda agregada de la integración. La incertidumbre puede ser analizada por medio de simulaciones las cuales entreguen como resultado, el comportamiento de las variables frente a diferentes escenarios (Dyner et al, 2007; Dyner & García, 2009). Luego, la incertidumbre sobre el comportamiento de las variables en los mercados de electricidad integrados puede ser analizada por medio de simulaciones que bajo diferentes escenarios soporte la toma de decisiones en el mercado integrado.

La experimentación en los mercados de electricidad y su integración resultaría muy costosa, toda vez que, el desarrollo de proyectos de generación y transmisión de energía eléctrica requiere de grandes cantidades de dinero y no hay posibilidad al ensayo y error (Dyner et al, 2007). Por medio de simulación de sistemas de potencia y en general del mercado eléctrico integrado, se logra identificar posibles obras de expansión del sistema que deben desarrollarse para satisfacer la demanda, y garantizar así el suministro de una forma confiable.

Simulaciones sobre el comportamiento del sistema de potencia y en general del mercado eléctrico integrado, frente a condiciones preestablecidas de los determinantes de la oferta y la demanda de energía eléctrica, soportan la toma de decisiones sobre medidas de adaptación del sistema frente al cambio climático y acciones de mejoramiento para la sostenibilidad del mismo (Dyner et al, 2007; Ochoa et al, 2013).

La simulación es una herramienta que permite visualizar el futuro frente a las condiciones establecidas, es por esto, que la simulación es apropiada para evaluar políticas de intervención del Estado, así por ejemplo, frente a una situación problemática en el sector energético como es el abastecimiento a costos razonables puede ser analizada desde la simulación, observando el comportamiento de los fundamentales del mercado frente a la integración de políticas energéticas como la generación distribuida, las fuentes no convencionales de energía y la integración con otros países. Es decir, Responder a la

pregunta de qué pasaría con los precios de la energía una vez integrado dos mercados eléctricos es objeto de la simulación.

Una vez justificada la simulación de sistemas como herramienta para el análisis de la integración de mercados de electricidad, se presenta a continuación como parte de la revisión de la literatura, la discusión que justifica el tipo de simulación que se utilizó en esta investigación.

4.3.3 Discusión de justificación de utilización de la dinámica de sistemas

Los modelos de simulación encontrados en la literatura pueden clasificarse en cuatro tipos, simulación basada en eventos discretos (SBE), simulación basa en agentes (SBA), sistemas dinámicos (SD) y dinámica de sistemas (DS) (Borshchv & Filippov, 2005).

Un nivel alto de abstracción corresponde a los SBA y DS los cuales son utilizados para resolver problemas de sistemas complejos asociados a la planeación estratégica y el aprendizaje sobre mercados, mano de obra, economía y salud, administración de proyectos de investigación y desarrollo, dinámicas poblacionales, ecosistemas, gestión de tecnología y la energía, negociación y cooperación, entre otros, donde la agregación global, la dependencia causal, los ciclos de realimentación, la no linealidad, los retardos de información y material, determinan la complejidad del sistema real a modelar, caracterizada por la interacción entre diferentes agentes.

Computacionalmente los SBA presentan limitaciones de modelamiento y procesamiento de la información, así como se hace difícil la calibración de un modelo desarrollado (Bun & Oliveira, 2001; karitarov, 2004; Grimm et al, 2006; Flatova & Pinouche, 2013; Foxon et al, 2013; Cadavid, 2015).

Un nivel intermedio corresponde a los SBE y los SBA los cuales permiten llevar las estrategias de planeación y aprendizaje a tácticas y objetivos para resolver problemas asociados a cadenas de suministro, transporte y movilidad, centros de llamadas,

departamentos de emergencias, tráfico, administración de la calidad, nodos y redes como es el sistema de distribución eléctrica, entre otros (Borshchv & Filippov, 2005).

De otro lado, un nivel bajo de abstracción o micro nivel se encuentra el modelamiento y la simulación para sistemas dinámicos utilizada para lograr los objetivos estratégicos a través de acciones de control e intervención física sobre los sistemas reales. En este nivel predominan aspectos determinísticos con gran cantidad de detalle y conocimiento sobre objetos individuales y sus características particulares como la velocidad, la distancia, el tiempo, el tamaño, entre otras. Algunas aplicaciones de esto se pueden observar en los modelos de logística de almacenes de cadena considerando almacenamiento, transporte, carga y descarga en operaciones. Esto permite resolver problemas asociados al hardware del computador, almacenamiento, tráfico a pequeña escala – control de automóviles, movimiento peatonal, entre otros (Redondo, 2012; Valencia et al, 2013; Ceballos et al, 2014).

En la Figura 13 se observan las posiciones de los tipos de modelos de simulación dentro de los diferentes niveles de abstracción, notándose claramente la transversalidad de la SBA en todos los niveles de abstracción. Este tipo de simulación es utilizada en la academia para el modelamiento y simulación de fenómenos naturales (Borshchv & Filippov, 2005). Además, la SBA es un tipo de modelado y simulación que posibilita la integración con otros tipos.

La dinámica de sistemas fue desarrollada por el ingeniero electricista Jay Forrester en los 1950 (Dyner, 1995; Sterman, 2000). La dinámica de sistemas permite el estudio de los ciclos de información característicos de actividades industriales que muestran la estructura de la organización, la amplificación y efecto de las políticas, y retardos de tiempo en la toma de decisiones y ejecución y efecto de las acciones, las cuales interactúan en los hechos de la empresa (Forrester 1972). El rango de aplicación de la dinámica de sistemas incluye los sistemas de tipo urbano, social, ecológico, energéticos, financieros entre otros. Con dinámica de sistemas se realizan abstracciones de eventos y entidades simples

concentrándose en el análisis y evaluación de políticas frente a la ocurrencia de escenarios preestablecidos (Dyner, 1995; 2007).

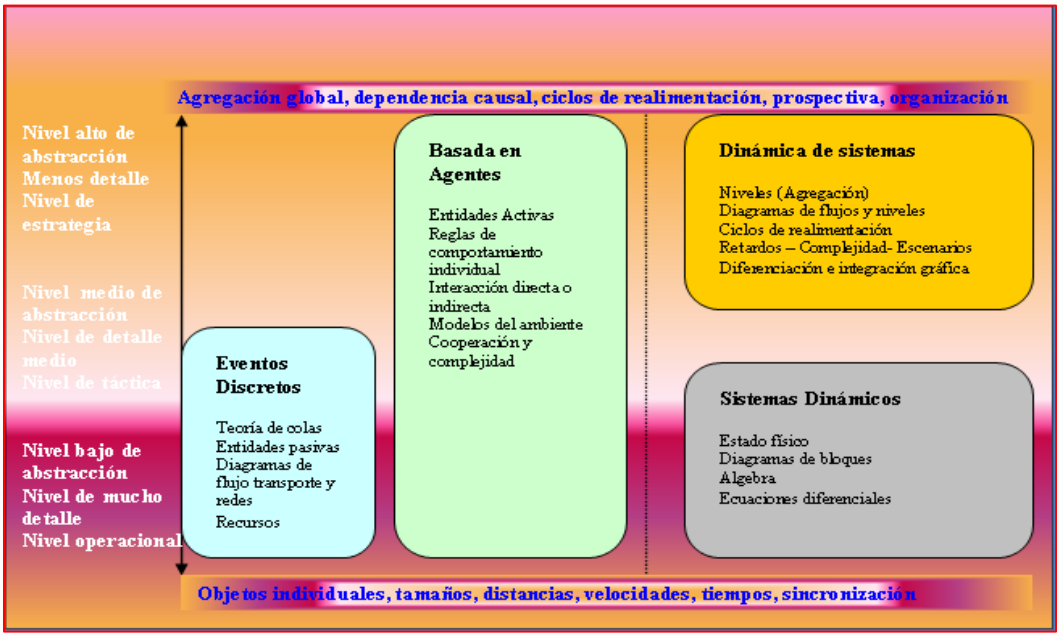

Figura 13 Niveles de abstracción y tipos de simulación. (Borshchv & Filippov, 2005)

4.3.4 Justificación de la dinámica de sistemas desde la oferta de energía eléctrica

Los grandes agregados como la oferta de energía han presentado durante largos periodos de tiempo comportamientos que pueden aproximarse a funciones continuas simples, como son las variables población, cantidad de recursos, acumulación de capacidad y acumulación de capitales (Dyner, 1995, Dyner & Larsen, 2001), las cuales son comunes en los mercados integrados como son, la capacidad de la generación, la transmisión y la interconexión.

La capacidad de generación de electricidad, la capacidad de transmisión y la de interconexión, se acumulan en el tiempo y tiene flujos de entrada y salida con el ingreso de nuevos proyectos y la salida de capacidad por terminación de la vida útil, falla o falta de uso como consecuencia de ineficiencias técnicas y económicas.

La construcción de los proyectos de generación, transmisión y la interconexión tardan tiempo que depende entre otros factores del tipo de tecnología utilizada y de las expectativas de retornos de los inversionistas, y el comportamiento del mercado de los componentes de los sistemas de generación y transmisión. Hoy en día, además de lo anterior, la construcción de proyectos depende de las dificultades sociales y ambientales, los cuales retrasan el ingreso de las obras (Dyner et al, 2007; UPME, 2015, 2015a).

Los efectos climáticos sobre la hidrología y en general sobre la oferta de generación hidroeléctrica, así como el comportamiento de precios de los combustibles en el caso térmico, pueden ser modelados por medio de escenarios futuros que representen situaciones pasadas o futuras de interés (Dyner et al, 2007; UPME, 2015).

En este mismo sentido, las ecuaciones diferenciales de primer orden como son las tasas de cambio de las variables, sirven para representar fenómenos como la migración, los nacimientos, las muertes, el flujo de dinero, el flujo de energía y la utilización de recursos entre otras.

De manera general, los agentes en el mercado de electricidad siguen un conjunto de reglas, determinadas por la estructura del mercado y la regulación de su funcionamiento, las cuales pueden ser modelas por medio de la definición de ecuaciones, relaciones y funciones entre variables en un modelo de dinámica de sistemas.

El diseño del mercado, y su integración requiere de la evaluación de políticas y estrategias de desarrollo, que permitan ver las consecuencias futuras de las decisiones presentes, para lo cual se utiliza la dinámica de sistemas (Dyner, 1995, Dyner & Larsen, 2001; Dyner et al, 2007; Ochoa et al, 2013)

4.3.5 Justificación de la dinámica de sistemas desde la Demanda

Los ciclos de construcción y de otros negocios asociados a las fluctuaciones de los precios en el largo plazo, típicas de mercados basados en la exploración y explotación de recursos naturales (Sharp, 1982), y por lo tanto, intensivos en capital, incluyen grandes retardos para

el desarrollo de la capacidad de producción, y por ende crecimiento de la demanda de energía en el sector eléctrico que en muchos casos puede ser modelada de forma continua.

Esto es, la dinámica de sistemas es una herramienta dentro de la simulación que considera el tiempo de forma continua para actualizar el estado de las variables, lo que hace propicio su utilización en el modelado de la demanda de electricidad.

Si bien, la demanda cambia de forma diferente en cada uno de los sectores y obedece a dinámicas diferentes, la demanda agregada presenta un comportamiento regular que puede ser modelado a través de una tasa de crecimiento, normalmente constante para un análisis de largo plazo, la cual representa el efecto de sus determinantes.

4.4 La Dinámica de Sistemas y los Mercados de Electricidad

Hoy en día las organizaciones están enmarcadas en un ambiente cambiante e incierto dentro de un mundo cada vez más globalizado (Courtney, 1997), razón por la cual el proceso de toma de decisiones se debe realizar bajo riesgo e incertidumbre, apoyado en una visión de largo plazo del negocio y de su entorno. Lo anterior, define el proceso de planeación estratégica bajo consideración de elementos cambiantes en el tiempo y múltiples relaciones (Senge, 1994; Porter, 1995; Dyner, 1995).

Para contribuir a soportar la toma de decisiones en un ambiente bajo riesgo e incertidumbre ha surgido en los últimos 50 años una herramienta de simulación que permite identificar y evaluar, políticas y estrategias organizacionales, a través de la especificación de la estructura del sistema y la evolución en el tiempo de las variables que la definen (Checkland, 1993; Bertalanffy, 1991; Senge, 1994; Forrester, 1972, 1994; Sterman, 2000; Dyner, 1995).

Modelos en dinámica de sistemas desarrollados específicamente para analizar la integración de mercados de electricidad son muy pocos (Olsina, 2006, Ochoa, 2010; Dyner et al, 2011, Ochoa & Van Acker, 2012; Osorio, 2013; Ochoa et al, 2013) sin embargo, se consideró además, aquellos que se encargan de modelar los mercados de electricidad en general.

Entre los primeros y relevantes trabajos que se pueden encontrar en la literatura sobre modelos de simulación en dinámica de sistemas para los mercados de electricidad se encuentran los trabajos realizados por Sterman en (1981), Bun y Larsen en (1992) y por Ford en (1999), donde se muestra una versión simplificada de los diagramas causales que definen el mercado de electricidad y su dinámica en términos de los mecanismos de balance del mercado bajo los niveles de confiabilidad esperados y altos niveles de agregación y abstracción.

A pesar que el modelo desarrollado por Sterman en (1981) no es de un mercado de electricidad si realiza una discusión sobre modelos de energía y economía para entender las relaciones entre ambos. El trabajo de Sterman en (1981 se fundamenta en mostrar las falencias de los modelos en términos de la ausencia de realimentaciones, como es el caso de proyecciones exógenas para el comportamiento de la demanda o la no influencia del precio sobre dicha demanda.

El problema de energía fue concebido inicialmente como un problema de suministro y por eso los modelos analizados por Sterman en (1981) se centraron en incrementar la producción para satisfacer la demanda y su crecimiento. Se encontró que los modelos revisados no consideraron la influencia de los costos de la energía sobre el comportamiento de la demanda, inclusive que el sector energético se consideraba aislado de los demás sectores de la economía.

Se describe a continuación varios modelos en dinámica de sistemas desarrollados para analizar mercados de electricidad.

4.4.1 Aslam y Saeed en (1995)

Aslam y Saeed en (1995) publicaron un modelo de simulación en dinámica de sistemas para analizar el comportamiento de la oferta, la demanda y el precio de la electricidad, con el propósito de analizar el impacto de problemas socio económicos sobre el mercado en Pakistan, como es el hurto de energía, el cual sobre pasa el control de las empresas de servicios públicos.

En este modelo hay varios elementos de discusión relevante, por ejemplo, la consideración de una demanda de energía eléctrica con características de elasticidad frente al precio, el cual es un elemento de gran discusión en los mercados de electricidad, toda vez que en el mercado mayorista de energía la demanda se ha considerado inelástica y en el mercado minorista puede tener algo de elasticidad si el usuario final cuenta con la capacidad de cambiar su forma de consumo en tiempo real, por ejemplo, con el uso de autogeneración y desconexión automática de carga. De otro lado, los autores afirman que frente al incremento de la capacidad se incrementa el precio, esto es cuestionable ya que dependerá de la forma de remunerar la inversión y operación de la nueva capacidad en cada mercado.

En sus conclusiones los autores afirman que el precio no es la causa del hurto y por eso las políticas deben ser direccionadas no solo a la oferta y la demanda sino también a otros asuntos socio – económicos de la población.

En conclusión, el modelo publicado por Aslam y Saeed en (1995) es un modelo de gran relevancia que marcó los primeros pasos en un acercamiento desde la dinámica de sistemas hacia los mercados de electricidad, y por lo tanto con varias falencias como es la consideración de la red y sus restricciones de funcionalidad.

4.4.2 Ford (1999)

El modelo desarrollado por Ford en (1999) muestra los ciclos de los precios de la electricidad en el oeste de Estados Unidos y considerado este un problema, el autor muestra como puede ser resuelto, específicamente, con el ingreso y pago constante de capacidad en el tiempo.

Se puede observar en el modelo desarrollado por Ford en (1999), el precio de la energía en bolsa como resultado de la interacción entre la generación y la demanda, considerando fuentes de generación de bajo costo y aquellas que son referentes del mercado u obedecen a la tecnología marginal, específicamente, el gas y el carbón. El precio de la energía en bolsa y las expectativas de su valor futuro determinan la decisión de los inversionistas sobre la expansión de la capacidad en generación.

El modelo presentado por Ford en (1999) tiene un aspecto relevante para ésta investigación, la definición de ciclos típicos de la economía, específicamente en la construcción de infraestructura, sin embargo carece de varios elementos que son significativos para la formación del precio, como son las restricciones del sistema provenientes por efecto climático, por disponibilidad en el suministro y transporte del combustible, así como indisponibilidades de la red de transmisión, de hecho no se consideró la red en el análisis. De otro lado, también quedó fuera del análisis de Ford en (1999) las interconexiones con los Estados vecinos en el Oeste de Estados Unidos, ni su influencia sobre el precio, más aún en mercados que están caracterizados por un funcionamiento nodal o zonal, donde el precio es función directa de la congestión, las pérdidas y obviamente del balance entre la oferta y la demanda de energía en el nodo.

4.4.3 Zuñiga en (2000)

Zuñiga en (2000) realizó un modelo de simulación en dinámica de sistemas para analizar la situación del sector eléctrico de Costa Rica, este trabajo lo hizo con el objetivo de mostrar que no sólo la inversión privada ayudaría a reducir la deuda del sector, frente a las crecientes necesidades de los clientes, sino también la forma en que la interacción de esta acción con la correcta gestión de las operaciones, así como las cuestiones ambientales, beneficiarían al país.

Una estructura específica para el sector eléctrico es presentada por Zuñiga en (2000), donde se observan los principales elementos del mercado considerados, la oferta y la demanda, su clasificación y relacionamiento, los ciclos de construcción de capacidad y una aproximación al flujo de caja del sector.

El modelo desarrollado por Zuñiga en (2000) es un modelo de simulación en dinámica de sistemas que utiliza gran cantidad de elementos relevantes en la representación de un mercado, su funcionamiento y relaciones entre variables, sin embargo, deja a un lado, la importancia de fenómenos climáticos para mercados hidrotérmicos, la red de transporte de energía y de las interconexiones con sus vecinos, los cuales son determinantes del precio y por tanto del comportamiento del flujo de caja del sector.

4.4.4 Akhmad et al en (2012)

Akhmad et al en (2012) presentó un modelo con el cual analizó la complejidad de la comunicación en la economía de la electricidad y desarrollo del mercado en Indonesia tomando como base un juego en dinámica de sistemas. Partió del hecho de que la demanda de electricidad en Indonesia a partir de 2004 es mayor a la oferta o suministro. Argumenta que el crecimiento de la demanda de energía ha sido significativo y su comportamiento no se compara con el de crecimiento de la oferta de electricidad. Como explicación al crecimiento de la demanda se atribuye el hecho del crecimiento económico y como explicación en el retraso de los proyectos de generación y demás elementos de la oferta se debe a la ineficiencia del gobierno. Para resolver el problema creo la figura de los productores independientes de potencia (IPP de sus siglas en inglés).

Dado que la generación de electricidad en Indonesia es predominantemente térmica, a carbón y líquidos, el gobierno ha generado el esquema de subsidio al combustible desde el año 2008, con lo cual se ha vuelto inmanejable para el presupuesto público. De esta forma, la figura del IPP a cargo de la generación costosa con líquidos y el gobierno a cargo de la generación menos costosa a carbón han permitido el desarrollo del mercado para la atención de la demanda.

El modelo desarrollado está constituido principalmente por la mezcla de energía primaria y la generación de electricidad, la demanda y el factor de costos de la electricidad.

4.4.5 Momodu et al en (2012)

Momodu et al en (2012) presentaron un modelo de simulación en dinámica de sistemas para analizar el rendimiento en el largo plazo del sector eléctrico de Nigeria frente a las políticas de mejoramiento del lado de la oferta y la demanda definidas por el gobierno. La estructura del modelo fue basada en la hipótesis dinámica definida por Olsina en (2005)

con la cual representa el comportamiento del mercado y los interesados. Considera particularmente dos retardos en la oferta que provienen del tiempo requerido para la toma de decisiones de inversión y el periodo propiamente de construcción de capacidad.

El modelo consideró cuatro sectores, generación, transmisión y distribución, así como el sector financiero y el sector de demanda de electricidad. Este modelo maneja tasa de adición de capacidad de generación estimada en base al ingreso de capacidad histórica.

El sector de transmisión y distribución de energía eléctrica fue modelado como una variable de estado, un punto de operación del sistema a través del cual la energía generada es enviada a los puntos de distribución en el país, considerando elementos que son claves para el comportamiento de la red como son aquellos relacionados con el tema de calidad. La demanda de energía eléctrica se determinó en función de la población y el consumo per-cápita.

4.4.6 Redondo 2012

Este trabajo doctoral presenta un modelo en dinámica de sistemas de oferta y demanda para un mercado de electricidad regional, con el propósito de servir de base para el aprendizaje y establecimiento de reglas en el mercado una vez integrado. Partió de un modelo de mercado de electricidad a nivel nacional, para 4 países, con lo cual se definió un sistema de ecuaciones cuatri-dimensional (4) uno por cada país. El autor estudio la existencia de bifurcaciones con lo cual se determina diferentes posibles escenarios de evolución del mercado, fundamentado en las no-linealidades y no – suavidad que encontró el autor en su disertación. Sin embargo, afirma que una de las debilidades del modelo es la no representación de fenómenos climáticos, con lo cual se justifica una vez más, la utilización de la dinámica de sistemas bajo la definición de escenarios hidrológicos para las plantas de generación, es decir, con escenarios de oferta para el abastecimiento tanto a nivel nacional como de la demanda internacional una vez integrado. Al igual que trabajos previos analizados, la ausencia de la red y sus restricciones, así como la consideración de un nivel mayor de detalle sobre el mercado nacional estuvieron ausentes en su análisis.

4.5 UNAL et al

La Universidad Nacional de Colombia y en particular su sede en Medellín, ha contado con investigadores que han dedicado gran parte de su trabajo a contribuir con un mayor nivel de comprensión del sector de la energía. Específicamente sobre los mercados de electricidad y su relación con este trabajo investigativo, se presenta a continuación un recuento sobre algunos de los trabajos más relevantes para esta investigación.

En la comercialización de electricidad se ha dado una serie de oportunidades, las cuales requieren de conocimientos especializados del mercado para apoyar los procesos de toma de decisiones, definición y evaluación de estrategias por parte del comercializador (Franco et al, 2000).

ISA y la Universidad Nacional de Colombia desarrollaron un entorno de aprendizaje para la capacitación de los comercializadores de energía en Colombia, a través de un micromundo en dinámica de sistemas, denominado Enerbiz I que proporciona el comportamiento del mercado bajo diferentes escenarios (Franco et al, 2000). El segundo paso en la formación de agentes comercializadores del mercado eléctrico colombiano fue Enerbiz II, el cual buscó dar herramientas para las estrategias y administración del riesgo. El enfoque de la estrategia buscó desarrollar habilidades para la ventaja competitiva (Dyner et al, 2001).

Dada la reforma del sector eléctrico colombiano hacia 1994, fue necesario incorporar elementos de riesgo e incertidumbre a la hora de tomar decisiones de inversión. En el trabajo de Dyner en (2002) se presentan micro mundos o simuladores que ayudan a los inversionistas a entender mejor la incertidumbre y las consecuencias en el proceso de toma de decisiones.

Dada la importancia de las energías renovables para mitigar el calentamiento global, sin obstaculizar el desarrollo, se explora en el trabajo de Dyner & Zuluaga en (2006) la viabilidad de los parques eólicos en las economías en desarrollo. El análisis se basa en un modelo de dinámica de sistemas de los mercados de la electricidad que representan el comportamiento de los agentes involucrados y su decisión de invertir de acuerdo al

mercado y / o incentivos normativos – la probable expansión de los parques eólicos depende de dichos incentivos, así como de la regulación del sector.

En este mismo sentido, Dyner, Franco y Cardenas, han avanzado en el modelado del mercado eléctrico considerando la integración de energías limpias, los certificados y mecanismos de desarrollo de estas fuentes no convencionales (Dyner et al, 2013)

El mercado eléctrico colombiano adoptó el mecanismo de cargo por capacidad para incentivar la inversión en el sector, con la reforma hacia 1995. En el 2007 se migró al mecanismo del cargo por confiabilidad, ¿ha sido mejor este mecanismo que el anterior?. En el trabajo de Dyner et al en (2007) se presentan elementos para responder la pregunta anterior, basado en un modelo de simulación en dinámica de sistemas, que además permite observar consecuencias positivas y negativas de ambos mecanismos.

Arango & Moxnes en (2007) describieron un experimento para estudiar el comportamiento cíclico de los precios de la electricidad en los mercados liberalizados. Para cinco productores se observaron las decisiones de inversión, la demanda lineal constante y los costos marginales. Además, en los resultados un comportamiento oscilatorio de la inversión y de los precios de la electricidad se puede observar también, así como una tendencia cíclica fuerte.

Franco & Cardona en (2008) presentan un micromundo para la simulación de una bolsa de energía, el cual involucra un modelo hidrológico para simular los fenómenos de El Niño y La Niña, además de un modelo para la generación de los precios de oferta de los generadores, con el propósito de soportar la toma de decisiones de estos agentes en el mercado eléctrico, caso de aplicación en Colombia.
Gómez et al en (2008) describen una herramienta de simulación en dinámica de sistemas para el Negocio de Transporte de Energía Eléctrica de ISA que ayuda a valorar el impacto de diferentes decisiones en forma sistémica, tales como el análisis para emprender nuevas inversiones y el desarrollo de nuevos servicios en el sector eléctrico.

Ochoa et al en (2013) presentan un modelo de simulación en dinámica de sistemas de la integración eléctrica en Latinoamérica con el objetivo de evaluar los retos, oportunidades y amenazas en la integración. El modelo desarrollado tiene asociado un algoritmo iterativo para evaluar los posibles efectos de la integración sobre la expansión del sistema y la seguridad en el suministro, bajo la consideración de un mercado acoplado para el despacho de las fuentes de generación. Este trabajo concluye que, existen grandes oportunidades para garantizar el suministro y la eficiencia, derivadas de la integración y suministro de energía a bajos precios con tecnologías limpias, sin embargo, Ochoa et al en (2013) afirman que los beneficios dependen de los asuntos políticos, técnicos y regulatorios.

Este trabajo consideró interacción entre dos modelos, uno en dinámica de sistemas y uno de optimización. En dinámica de sistemas se modeló la capacidad de generación y transmisión del sistema a nivel nacional, y con el de optimización se determinó el despacho económico de las plantas de generación por cada país y el precio de mercado.

Este modelo en dinámica de sistemas contiene ciclos de realimentación previamente definidos en la literatura por los investigadores de la UNAL aquí descritos, los cuales realizaron sus aportes sobre la base de modelos en dinámica de sistemas para los mercados eléctricos descritos en este numeral, es así como el modelo de Ochoa et al en (2013) incluye la expansión del sistema de generación en función del precio del mercado y condicionado por el margen de reserva del sistema.

Este trabajo agrega un ciclo de balance que gestiona el nivel de incentivos para la expansión de la generación en función del margen de reserva, ciclo que ocurre cuando se evidencia un bajo margen de reserva en el sistema, por tanto, el Estado por medio de su política genera mayores incentivos como promoción de la expansión del sistema de generación, sin embargo, puede llegar a no ocurrir cuando se tiene suficiente margen de reserva y los compromisos del Estado en materia de incentivos son difíciles de implementar, más aún en un mercado intensivo en capital, de tiempos largos de operación y mantenimiento. De ser posible legal, económica, técnica y regulatoriamente la reacción o

disolución de los incentivos, es poco probable sacar del sistema la capacidad de generación que no esté bajo el control y operación del gobierno.

Otro ciclo de balance se define el trabajo de Ochoa et al en (2013), específicamente para la expansión de la capacidad de la interconexión, en este sentido, la hipótesis de expansión solo en función de los precios podría cambiarse, toda vez que, grandes diferencias entre los precios de la energía para los mercados de Colombia y Panamá se ha presentado con más de 10 años atrás y la integración plena entre ambos mercados no ha logrado darse.

Los precios de mercado, tanto a nivel local como de los países vecinos son un factor motivador pero no determinante de la integración ni la expansión de la capacidad de la interconexión.

La descripción del modelo de Ochoa et al en (2013) refuerza la conclusión a que se ha llegado en esta investigación, los beneficios de la integración dependen de asuntos: políticos, técnicos, económicos y regulatorios; además la complementa al considerar otros aspectos como el social y ambiental para definir el nivel de integración considerando además del criterio de eficiencia el de equidad para garantizar el suministro de forma confiable.

Al igual que los modelos predecesores a esta investigación, el modelo de Ochoa et al, en (2013) carece de la red a nivel local y sus restricciones sobre la generación, así como también de regiones al interior del país con sus respectivas características, a través de las cuales, las condiciones nacionales dejan de ser uniformes y otras dinámicas entre las variables de decisión pueden ser observadas para la definición de políticas energéticas sectorizadas y/o regionales.

Más recientemente, la integración de fuentes renovables de energía como las solar fotovoltáica y la eólica son tendencia a nivel internacional, con esto, algunos acercamientos a la modelación del efecto del clima sobre los mercados de electricidad a nivel nacional han sido desarrollados, tal es el caso de Valencia et al en (2015), los cuales desarrollaron un modelo en dinámica de sistema para analizar el impacto de la estacionalidad climática sobre el mercado de electricidad. Esta temática de integración de fuentes renovables ayudó a

definir una de las políticas que se evaluó en este trabajo investigativo que se describe en el capítulo 7 del caso de aplicación.

Efectos de las políticas de descarbonización sobre el sector eléctrico han sido tratadas en trabajos de Castañeda et al en (2015), de forma específica la liberalización de los biocombustibles con caso de aplicación en el Reino Unido es analizada por Dyner et al en (2015) y sirve de base para el desarrollo de modelos de simulación en dinámica de sistemas para mercados de electricidad considerando renovable.

4.5.1 Olsinas y Ojeda

Se encontró en la literatura, un modelo de simulación en dinámica de sistemas para la evaluación de políticas de integración entre dos mercados eléctricos. El modelo desarrollado por Olsina et al en (2006) muestra la evolución de un mercado de electricidad hipotético, sus dinámicas y comportamientos en el largo plazo, a través de variables como el precio de la electricidad y el margen de reserva. Este modelo fue modificado por Ojeda et al en (2009) para evaluar la evolución de un mercado integrado correspondiente a dos mercados eléctricos de potencia, diseñado para mostrar la dinámica de la interconexión bajo ciertas condiciones iniciales de equilibrio.

Se analizaron allí variables como la capacidad instalada, la confiabilidad del sistema, el precio de la electricidad, tomando en cuenta el comportamiento de agentes generadores y transmisores de energía eléctrica. El modelo desarrollado por Olsina en (2006) y modificado por Ojeda en (2009) prueba varios casos, según la capacidad de la línea de interconexión entre los dos mercados. Los datos utilizados por los autores en sus simulaciones corresponden a casos hipotéticos referidos por la IEEE para dos mercados donde su oferta es predominantemente térmica y depende específicamente del precio de los combustibles y eficiencia entre otros.

En términos de interconexión, cada mercado es representado por un nodo donde confluyen la oferta y demanda, nodos interconectados por una línea de transmisión de capacidad definida. También los costos de inversión, operación y mantenimiento en la línea de

transmisión, sujetos a la capacidad de la misma, reportados por Newbery en (2006) son utilizados en el trabajo de Ojeda et al en (2009).

Siendo este el trabajo el más cercano, junto con el realizado por Ochoa et en 2013, a la investigación que se desarrolló, se encontró que deja de lado, algunos elementos relevantes para el análisis de la integración de mercados de electricidad, como es la congestión, su medición y forma de solución, así como también la definición de indicadores de evaluación de la integración. También se encontró en ambos modelos la consideración de un mercado nacional o nodal, con lo cual, las características regionales se pierden.

De otro lado, se encontró la ausencia de reglas que definieran la expansión del sistema, por citar un ejemplo, ¿Cómo decidir entre ampliar la capacidad de interconexión o la capacidad de generación local frente a incrementos de la demanda, tanto nacional como internacional?. Esto implica mayor profundidad en el análisis de la integración y justo a las otras carencias se justifica la investigación desarrollada y presentada en este documento, la cual considera entre otros elementos la red de transmisión a nivel local y regional, así como la red de la interconexión y sus restricciones para ambos casos, elemento nuevo en la literatura para éste tipo de modelos a la fecha de este documento de tesis.

Se listan a continuación el conjunto de problemas encontrados en la literatura sobre el tema en cuestión, la integración de mercados de electricidad.

4.6 Problemas

Acorde con la literatura revisada, se puede listar el siguiente conjunto de problemas asociados a la integración de mercados eléctricos, para ello se utiliza el planteamiento de preguntas relacionadas:

¿Cómo definir el nivel de integración de un mercado eléctrico?
¿Cómo medir la congestión en las líneas de transmisión?
¿Cómo aliviar la congestión?

¿Cómo evaluar la dinámica de la integración de mercados eléctricos?
¿Qué riesgos de racionamiento se corren con la integración?
¿Quiénes se benefician con la integración?
¿Qué regulación se requiere para la integración de los mercados?
¿Cómo distribuir las rentas de la congestión?
¿Cuáles son las dinámicas entre la generación y la transmisión?
¿Cómo debe expandirse el sistema de potencia bajo consideraciones de integración?
¿Cómo debe diseñarse el mercado eléctrico para la integración?
¿Cuáles son las dinámicas entre la transmisión al interior de un mercado y la interconexión con otros mercados?
¿Cuál es la capacidad óptima de la interconexión?
¿Cuál es la capacidad óptima de las líneas de transmisión del mercado local frente a la integración?
¿Cuál es el conjunto de reglas que siguen los agentes del mercado cuando éste está integrado?
¿Cómo garantizar el equilibrio económico entre productores y consumidores frente a la integración?
¿Cómo hacer el análisis de un mercado integrado en el corto y en el largo plazo?
¿Cómo valorar el poder de mercado en un mercado integrado?
¿Cuál es el impacto de la integración sobre el desarrollo de un país o región?
¿Cuál es el impacto de las fuentes bajas en carbón sobre la integración?
¿Cómo se debe dar la integración de las fuentes de energía bajas en carbón al mercado de electricidad nacional y regional?
¿El esquema de formación del precio define la estructura de expansión del sistema?
¿Cómo impactan la integración aspectos políticos, económicos, regulatorios, sociales y ambientales y viceversa?

Si bien existe un gran número de problemas asociados a la integración de mercados eléctricos, los cuáles definen líneas de investigación dentro del estudio de mercados eléctricos y más generalmente dentro de los mercados de energía, dichos problemas se pueden sintetizar en cuatro grandes frentes de trabajo.

El primer frente de trabajo que se evidencia en la literatura relacionada con la integración de mercados de electricidad, es precisamente la definición de integración. En este sentido, se presentó una definición del concepto y varios desarrollos más pueden realizarse, por ejemplo, en una metodología de medición del nivel de integración de mercados eléctricos, ¿qué modelos y herramientas se deben utilizar?, es una pregunta abierta todavía, donde los primeros pasos que se han dado, han sido bajo el análisis estadístico del comportamiento de los precios. En esta investigación se realiza una aproximación metodológica para determinar el nivel de integración basado en diferentes aspectos dentro de un marco de trabajo de sostenibilidad.

Un segundo frente de trabajo en relación con la integración de mercados de electricidad está determinado por el esquema de integración y alivio de la congestión de las redes de transmisión. En este sentido, no solo los esquemas aquí citados, sino nuevos esquemas de alivio de la congestión deben ser probados, como son mezcla de estos. En esta área de estudio también se encontró el faltante de métricas adecuadas para valorar la congestión, métricas con las cuales se pueden emitir señales claras a los inversionistas del sector sobre la expansión del sistema, ya que la congestión se ha medido tradicionalmente por medio de la cantidad de energía o potencia que no se puede transmitir por las líneas de transmisión como consecuencia de los límites de capacidad de la línea. También en esta área de estudio se encuentra el problema de distribución de las rentas de congestión, el cuál debería ser considerado bajo criterios de eficiencia económica, pero sobre todo de equidad social.

Un tercer frente de trabajo o línea de investigación está asociada con la identificación y establecimiento de relaciones entre los elementos del mercado eléctrico integrado, en este sentido se hace referencia a las dinámicas de la integración y las decisiones que experimentan los agentes cuando el mercado eléctrico de un país se integra con otros, es decir, ¿cuál debería ser el comportamiento de las variables fundamentales del mercado una vez este se encuentra integrado? Es el objeto principal de esta investigación.

El cuarto frente de trabajo que se logró identificar en la integración de mercados de electricidad está definido por la valoración de impactos generados por la integración de mercados eléctricos a nivel nacional y regional, es decir, valoración del efecto de la integración sobre el desarrollo del país o la región en general, y en otro sentido, la definición y valoración del impacto la integración sobre aspectos económicos, políticos y regulatorios, sociales y ambientales.

En este mismo sentido, ¿Qué ha limitado la definición y valoración de beneficios de la integración de mercados de electricidad? La respuesta es simple, el conocimiento de las expectativas de las partes y la coincidencia de ellas con los beneficios y su valoración.

¿Qué ha limitado el conocimiento del comportamiento de variables del mercado en juego por la integración?. Como variables del mercado se hace referencia a las fundamentales, oferta, demanda y precio, de forma agregada para el análisis de largo plazo que compete a esta investigación. Las limitantes en este caso están asociadas a la complejidad de la integración, toda vez que, en mercados de electricidad hidro-térmicos, la incertidumbre en la disponibilidad del recurso y en el precio de los combustibles, así como el nivel de especulación de los agentes generadores, las metas económicas de las empresas de generación y el nivel de intervención del Estado en el mercado, determinan la volatilidad de los precios. De otro lado, la multi-dimensionalidad que caracteriza el proceso de integración y su armonización hacen de la integración un proceso de características complejas.

Con base a los 4 frentes de trabajo identificados en la integración de mercados de electricidad se decidió en este caso, realizar aportes sobre el segundo y tercer frente y dejar los otros, cómo líneas de investigación a consolidar en un futuro. Entre las razones que se pueden citar para la selección están: experiencia, conocimiento, capacidad investigativa en el tema de modelamiento y simulación de mercados de electricidad que tienen el autor y sus tutores, con lo cual, se puede observar el comportamiento de los fundamentales en el tiempo para mercado eléctricos una vez estén integrados. En segundo lugar, por la pertinencia en nuestro medio, toda vez, que el mercado de electricidad colombiano se encuentra a la expectativa de mejorar los intercambios comerciales de electricidad con

Venezuela, así como la posible integración con Centro América a través de Panamá y sur América por medio de Ecuador y Perú, justificando así el análisis de variables fundamentales y sus relaciones dinámicas, así como la evaluación de políticas y decisiones de los agentes del mercado frente a la integración por medio de la simulación de su comportamiento en el tiempo. De forma específica, el conjunto de preguntas que se plantearon en esta investigación son:

¿Cuál dinámica pueden esperarse de la integración de mercados eléctricos?
¿Cómo debe ser la expansión del sistema frente a la integración?
¿Quiénes son los ganadores y perdedores de la integración?
¿Cuál es un esquema apropiado de integración para el mercado eléctrico colombiano con sus vecinos, específicamente con los mercados eléctricos de SIEPAC o la CAN?

Se presenta a continuación el conjunto de objetivos propuestos, los cuales están articulados consistentemente con las preguntas propuestas.

4.7 OBJETIVOS

4.7.1 Objetivo General

Desarrollar un esquema para la evaluación de la dinámica de integración de mercados eléctricos.

4.7.2 Objetivos Específicos

- Establecer un conjunto de escenarios de integración de mercados eléctricos.
- Desarrollar un modelo de simulación en dinámica de sistemas donde se observen las dinámicas de la integración de mercados eléctricos, posibles apagones, el exceso de capacidad y vacíos regulatorios (ganadores y perdedores).
- Probar el modelo de simulación.
- Describir y probar el esquema propuesto.
- Aplicar el esquema propuesto para evaluar la integración del mercado eléctrico colombiano con sus vecinos en SIEPAC o en la CAN.

4.8 Conclusiones del Capítulo 4

A lo largo de este capítulo se presentó un resumen de la revisión de la literatura acerca de la integración de mercados de electricidad, en tal sentido, se mostró, cuales son los diferentes tipos de modelos que se han utilizado para los mercados de energía y su integración eléctrica. Se puede concluir entonces que, no hay un mecanismo de integración que sea el mejor y se utilice en todos los casos, sino que por el contrario, dependiendo de las situaciones particulares un esquema de integración puede ser mejor que otro para ese caso en particular.

Se justificó desde diferentes aspectos, la utilización de la dinámica de sistemas como herramienta de modelación y simulación para la integración de mercados de electricidad, apoyado en los trabajos previos sobre el tema y complementado con el aporte de este trabajo de investigación. La dinámica de sistemas es utilizada para la evaluación de políticas, luego, se puede utilizar para evaluar políticas energéticas y específicamente en este caso, políticas de integración eléctrica.

A lo largo de la presentación de la literatura revisada se mostró que modelos para analizar los mercados eléctricos se han desarrollado de varios tipos, de optimización, económicos y de simulación. A demás, por las características que determinan la integración de mercados eléctricos, es propicio la utilización de la dinámica de sistemas y modelos de dinámica de sistemas aplicados a la integración de mercados eléctricos se encontraron muy pocos en la literatura. Ahora bien, modelos de dinámica de sistemas aplicados a los mercados de energía se encontraron en gran variedad, siendo estos el soporte de base para el desarrollo del modelo definido en esta investigación.

Se presenta a continuación la descripción de la hipótesis dinámica sobre las variables y relaciones que definen la dinámica de integración de mercados eléctricos, se parte de la hipótesis probada en la literatura y aceptada por la comunidad científica, modificándola para este caso más allá de los mercados eléctricos, considerando elementos adicionales que los autores revisados hasta el momento de elaboración de este documento no utilizaron y que se consideran relevantes para la comprensión de la evolución de los fundamentales del

mercado una vez está integrado. Todo esto por medio de una aproximación metodológica para dar cumplimiento a los objetivos planteados.

5. CAPÍTULO 5. APROXIMACIÓN METODOLÓGICA

En esta investigación se desarrolló una aproximación metodológica que permite, identificar, definir y evaluar las dinámicas de integración de los mercados de electricidad, con la intención de responder a las preguntas de, ¿cuál es la dinámica de la integración?, ¿cuáles son los ganadores y perdedores de la integración?, ¿cómo debe expandirse el sistema una vez integrado? y ¿cuál debe ser un esquema de integración apropiado para Colombia con sus vecinos?. Se describe a continuación el esquema encontrado para dar respuesta a estas preguntas de investigación.

El esquema propuesto está compuesto por una forma de representación del nivel de integración de los mercados eléctricos, y un modelo de simulación que permite evaluar políticas y estrategias de integración por medio del comportamiento dinámico de los fundamentales de los mercados (ver Figura 14). Se presenta la descripción detallada del esquema y sus componentes a continuación.

El nivel de integración de dos o más mercados de electricidad se propuso determinar en función de la valoración de 5 dimensiones: física, económica, legal, política y socio – ambiental, organizadas a través de un pentágono el cual considera un valor para cada dimensión correspondiente con la meta o el estado ideal de la dimensión analizada. Con este arreglo gráfico se puede comparar la situación actual en términos de integración de los mercados, qué tan alejados o cercanos están del valor ideal. Luego de la implementación de políticas y estrategias de integración, se puede comparar el estado final de las dimensiones, con el estado inicial y el estado ideal, permitiendo de esta forma obtener un acercamiento al valor del impacto de dichas políticas sobre la integración.

La definición de los valores de los fundamentales de cada mercado determina la situación actual o condiciones iniciales de la simulación y frente a la parametrización de escenarios y funcionamiento del mecanismo de integración, se corre el modelo de simulación desarrollado en dinámica de sistemas para evaluar el esquema o el conjunto de políticas

energéticas de integración de mercados, esto se hace por medio del análisis del comportamiento de los fundamentales y los indicadores típicos de rendimiento del mercado de electricidad.

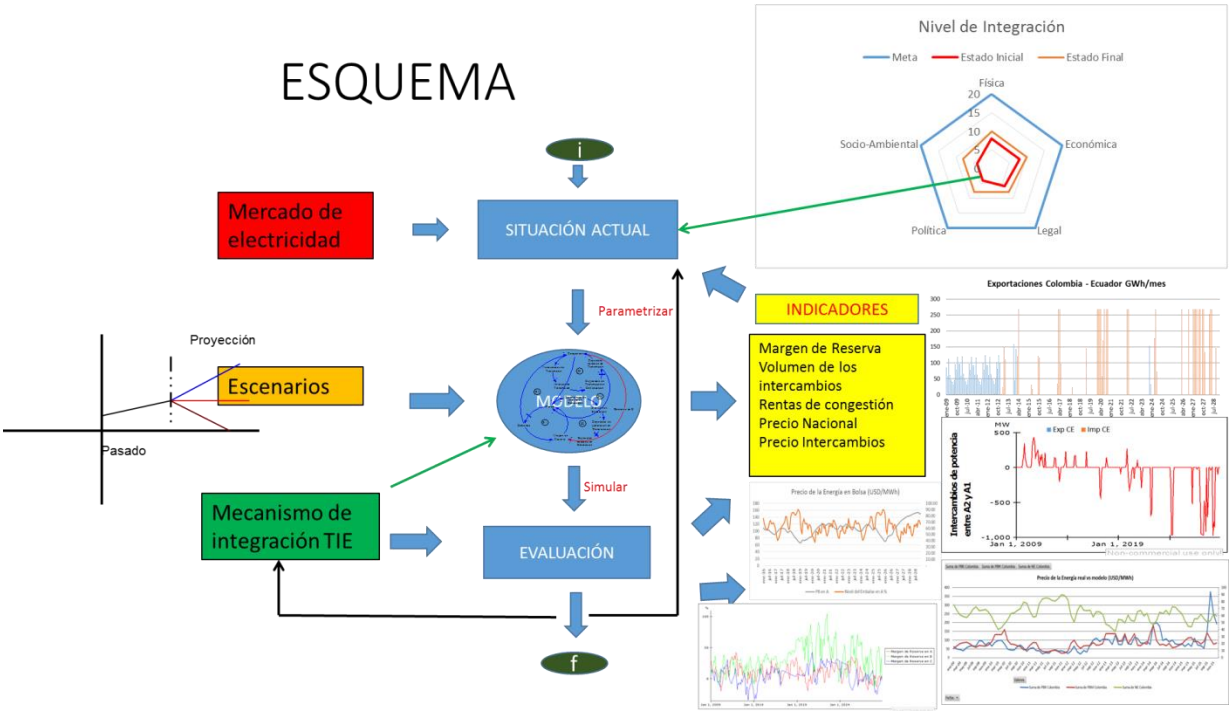

Figura 14 Esquema propuesto

Cada uno de los componentes del esquema propuesto se detalla a continuación.

5.1 Nivel de Integración

Hay estudios sobre la integración de mercados de electricidad que hacen referencia a diferentes aspectos que deben considerarse para su desarrollo, entre ellos se citan, aspectos políticos, económicos y regulatorios (Olsina, 2006, Dyner et al, 2011, Ochoa & Van Acker, 2012, Ochoa et al, 2013) sin embargo, no precisan el detalle de dichos aspectos ni como ellos deben ser considerados para propiciar el desarrollo de la integración, inclusive si alguna valoración del aspecto determina algún nivel de integración.

Con la intención de tener una mayor comprensión de la integración y su relación con el desarrollo socio económico de los países involucrados, en esta investigación se hace una aproximación cualitativa a la valoración del nivel de integración por medio de un diagrama radial en forma de pentágono, que agrega los diferentes aspectos de forma organizada, con el cual se pueden evaluar el estado actual y futuro de la integración, en comparación con un estado ideal, es decir, evaluar políticas y estrategias de integración eléctrica.

Para tal efecto, se tomó como referencia la teoría de los medios de vida sostenible, teoría económica que utiliza un esquema de valoración basado en capitales de las comunidades, similares a los aspectos citados para analizar la integración de mercados de electricidad.

El concepto de Medios de Vida Sostenibles (MVS- Sustainable Livelihoods) fue propuesto en el reporte del Grupo Consultivo de la Comisión Mundial sobre Medio Ambiente y Desarrollo (WCED), con base en el análisis de los vínculos entre las políticas de desarrollo, la pobreza y la degradación ambiental (DIFID, 2005).

MVS es una manera de pensar acerca de las metas, posibilidades y prioridades del desarrollo para acelerar el progreso en la erradicación de la pobreza. El valor agregado de este concepto y metodología se enfoca en la reducción de pobreza de una forma sostenible, ya que pretende construir un vínculo entre las macro-políticas y las micro-realidades, a partir de un enfoque integral de los temas ambiental, social y económico, con miras a obtener una sostenibilidad en el mediano y largo plazo (DIFID, 2005).

En este caso, la integración de mercados de electricidad, clama por una forma de valoración que considere elementos de sostenibilidad, toda vez que, interconexiones existentes pueden estar inoperativas o subutilizadas como consecuencia de fallos en alguno de los aspectos que la definen.

Entre los factores que componen dicho marco de MVS se encuentran los activos o capitales: físico, financiero, natural, social y humano; las estructuras y procesos de transformación,

así como las estrategias y logros en materia de medios de vida. En este caso, para el análisis de la integración de los mercados de electricidad interesan los activos o capitales. Se entiende por capital el conjunto de recursos de un mismo tipo con los cuales una comunidad alcanza los medios de vida. La descripción de los capitales es la siguiente (DFID, 2005):

Capital humano: representa el conocimiento, capacidades laborales, aptitudes y salud.
Capital social: se refiere a las redes sociales y organismos políticos y civiles.
Capital natural: considera la tierra, los bosques, el mar, el agua, la calidad del aire y la biodiversidad.
Capital físico: incluye la infraestructura y bienes de producción
Capital financiero: consisten en el dinero para el consumo y producción, ahorros, capitales y préstamos.

Todos los capitales son agregados en un pentágono, permitiendo observar el estado de la comunidad de una forma gráfica, como se observa en la Figura 15.

Aquellos que poseen más activos tienden a disfrutar de una gama más amplia de opciones y de una mayor capacidad para combinar distintas estrategias con el fin de asegurar sus medios de vida, es decir, entre más regular sea el pentágono de color ó cada uno de sus lados se encuentre más cerca a los lados del pentágono ideal (todos los capitales en “20”) mejor es la situación general de la comunidad. Si el lector considera entrar en mayores detalles sobre los MVS y los capitales, más específicamente sobre su medición ver (DFID, 2005; Henao, 2005, Macqueen, 2001; Franco et al, 2006; Hoyos, 2007; Hoyos & Urrego, 2008).

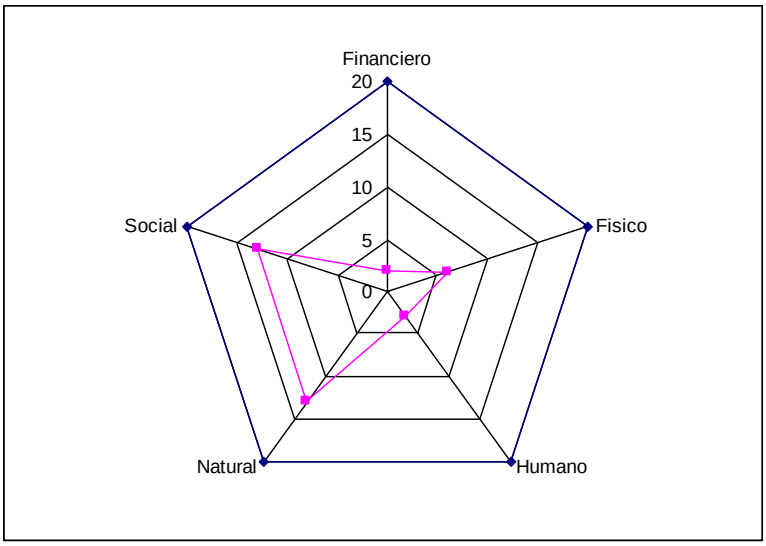

Figura 15 Pentágono de capitales

En este caso particular de la integración de mercados de electricidad, como resultado del análisis del estado del arte sobre los procesos de integración se ha encontrado común algunas dimensiones que se pasan a describir, como elementos fundamentales de la integración, dimensiones que permiten analizar la integración desde diferentes puntos de vista, desarrolladas con base en los trabajos previos (DFID, 2005; Franco et al, 2006 y 2008; Hoyos, 2007; Hoyos & Urrego, 2008) y adaptadas para este caso por parte de los autores de esta investigación, como una propuesta de su definición y esquema de representación.

5.1.1 Dimensión Física de la Integración

La dimensión física de la integración de mercados eléctricos hace referencia explícita a la unión de la infraestructura eléctrica, por esta razón se requiere dentro de la etapa de construcción, la definición de la viabilidad técnica de un proyecto de interconexión, la cual incluye entre otras, la realización de estudios eléctricos de estabilidad y confiabilidad, la ingeniería de líneas y subestaciones, y demás estudios requeridos para que dos sistemas eléctricos de potencia puedan realizar intercambios de energía con calidad, de forma segura y confiable.

Dentro de su etapa operativa, la dimensión física de la integración hace referencia explícita a los aspectos técnicos y eléctricos que deben vigilarse y controlarse como resultado de una administración, operación y mantenimiento de la infraestructura eléctrica.

Aproximación a la valoración del nivel de integración desde el punto de vista físico se puede ver a través del número de líneas de interconexión entre los sistemas de potencia, el número de nodos o subestaciones eléctricas a lado y lado del enlace de interconexión y la capacidad de las líneas para hacer intercambios de potencia eléctrica, bien sea para la importación o para la exportación de potencia.

Un par de países que tienen sus sistemas de potencia interconectados estarán más integrados que otro par de países, desde el punto de vista físico, mientras más líneas y nodos compartan, así como también, mientras mayor sea la capacidad de los enlaces de interconexión.

Esta propuesta es consistente con las expectativas de algunos autores al considerar que un mercado como el europeo continental, o el Norpool, está más integrado que otros mercados con menos líneas de interconexión (Jerko et al, 2004; Zachmann, 2008, Boisseleau, 2004; Bunn & Gianfreda, 2010).

5.1.2 Dimensión Económica de la Integración.

La dimensión económica hace referencia al esquema comercial que define las transacciones de electricidad y al mercado financiero que lo soporta para el cubrimiento de riesgo frente a períodos de escasez, congestión de la red y volatilidad de los precios, entre otros.

El esquema de intercambios comerciales incluye el registro y liquidación de las diferentes formas de transacción de electricidad, como son, los contratos de compra y venta de electricidad a mediano y largo plazo y las transacciones en una bolsa regional de energía. En este sentido, aspectos como; cantidad, tiempo y precio deben ser claramente definidos. La formación del precio de los intercambios de energía, parte del precio a nivel nacional y

de la definición de los costos de los intercambios desde ambos extremos de la línea de interconexión.

Es parte fundamental de la dimensión económica, la definición de las rentas de congestión y su forma de distribución entre las partes, por medio del cual, el criterio de equidad social de desarrollo de mercados puede ser implementado y en este sentido una limitante de la integración se vería superada.

Hooper & Medvedev en (2008) afirmaron que la definición adecuada de un despacho centralizado por mérito realizado por un operador del sistema independiente de los países podría garantizar eficiencia económica. En este sentido, hay que tener presente las restricciones físicas de la red de transmisión, la cual puede posibilitar el ejercicio del poder y abuso de la posición dominante frente a la congestión de la interconexión, para esto los mecanismos económicos de manejo de la congestión posibilitan una solución al problema (Stoff, 2002; Sioshanshi, 2009; Finon & Romano, 2009), siendo necesario además, la definición equitativa de los beneficios y la convergencia de las expectativas sobre dichos beneficios.

Una forma de valorar el nivel de integración desde un punto de vista económico es precisamente en función del valor de las congestiones, y el beneficio para la sociedad, entendiendo que sociedad son tanto productores como consumidores, esto es, calcular el excedente del consumidor y el excedente del productor dentro de cada mercado de electricidad y del mercado integrado, también debe considerarse el número de transacciones por unidad de tiempo, y el volumen de las transacciones de energía, como es, la cantidad de energía importada y exportada a lado y lado de la interconexión para cada periodo de análisis, entre otras. Adicionalmente, la forma tradicional que ha caracterizado la valoración del nivel de integración es el precio local y su correlación con el precio de los intercambios, así como su diferenciación para periodos de demanda pico y demanda base.

Esto es consistente con las expectativas de autores que consideran, dos mercados están altamente integrados cuando hay altos niveles de intercambios y los precios se encuentran altamente correlacionados (Bower & Bunn, 2002; Boisseleau, 2004; Amundsen & Bergman, 2007, 2009; Bunn & Gianfreda, 2010).

5.1.3 Dimensión Legal de la Integración

La dimensión legal trata directamente de la armonización de la normativa técnica y económica de los mercados. En este sentido, reglas claras de funcionamiento del mercado integrado deben ser acordadas entre las partes. Un proceso de fusión regulatoria nacional da claramente una señal de integración binacional y regional.

Es en esta dimensión donde las características técnicas de la interconexión, y el esquema económico de intercambios comerciales son implementados. Es decir, los parámetros y condicionamientos, las reglas y la valoración de beneficios de la interconexión se encuentran identificados y definidos. Es a partir de la normativa común que la regulación del mercado es realizada.

La posición de dominio en mercados eléctricos integrados es altamente dependiente de las condiciones iniciales de los sistemas de potencia, la oferta y la demanda de electricidad de los países antes de integrarse. Características técnicas asociadas a la seguridad en el suministro, la confiabilidad del sistema y calidad de la potencia son determinantes de la posición de algunos productores en el país exportador frente a las necesidades de la demanda del país importador. Es por esta razón que regulación sobre estos aspectos no solo genera control del poder de mercado, sino que además promulga la competencia del mercado integrado.

Respuestas al qué se debe hacer frente a la ocurrencia de eventos y el cómo se debe acometer el logro de los objetivos de la integración están claramente establecidas en la regulación. Regulación que no solo debe estar en consistencia con las reglas del mercado nacional, sino también, con la ley de ámbito local e internacional. En este sentido, la consistencia de las leyes nacionales debe darse, por ejemplo en materia de impuestos,

tasas y contribuciones que soporten la competencia del mercado integrado sin ningún tipo de privilegio ni discriminación local.

Los sistemas de información, son un aspecto que puede considerarse blando por sus características, pero que es de gran importancia para garantizar la transparencia y apoyar la toma de decisiones de los agentes del mercado integrado. En este sentido, el desarrollo de plataformas que integren aplicaciones que suministren información oportuna para soportar la toma de decisiones en el mercado forman parte de la dimensión legal y regulatoria, donde la definición explícita de la información suministrada, sus parámetros y forma de presentación, entre otras, como la información normativa, técnica y económica asociada con la planeación y la operación del sistema regional deben ser consideradas.

Una forma de valorar el nivel de integración desde un punto de visto legal y regulatorio es considerar las reglas comunes establecidas para la planeación y operación de la interconexión así como para su correspondiente expansión. Regulación que incluye tanto aspectos técnicos como económicos. De forma específica, si existe regulación técnica que determina la operación de la interconexión, si existe regulación económica que determina las reglas de intercambios comerciales, y dicha regulación está armonizada y es de cumplimiento nacional, regional, o suprarregional, determina correspondientemente un mayor nivel de integración.

5.1.4 Dimensión Política de la integración

La integración de mercados eléctricos no es ajena a la integración política de las naciones, en este sentido, la integración no es un fin propiamente dicho, sino un medio, a través del cual los países logran mejores niveles de bienestar para la sociedad en general, entiéndase sociedad como la agregación de dos componentes principales, consumidores y productores.

La dimensión política de la integración hace referencia a la ideología que rige la toma de decisiones de un Estado, es por esto que, las diferentes ideologías de los Estados por integrarse deben ser símiles y consistentes con su promesa de desarrollo.

La integración como tal, es un proceso en el que la soberanía y la autonomía se ven reducidas a nivel nacional, pero también es un mecanismo de seguridad y confiabilidad en el suministro a nivel regional, así como un medio de alcanzar mejores niveles de bienestar y desarrollo económico de la región.

La dimensión política es quizás, la dimensión más importante para la integración, toda vez que, sin la voluntad política de las partes, la integración económica no se daría, y mucho menos la integración de los mercados eléctricos. A pesar que varios procesos de integración eléctrica se han dado sin previamente contar con la integración política, o la voluntad política de desarrollo económico y energético del beneficio para las partes, es una dimensión que limita el desarrollo de los otros aspectos, cómo es la construcción de la infraestructura eléctrica, la utilización de dicha infraestructura y el aprovechamiento de los beneficios de la integración. De igual forma, una vez integrados los sistemas de potencia y los intercambios de energía estén en funcionamiento, las diferencias políticas entre los estados pueden llevar hasta la suspensión parcial o total de los intercambios de energía.

Los diferentes esquemas de integración económica, son altamente dependientes de la afinidad e ideología política de los países miembros y a pesar de que puedan existir mecanismos de blindaje político a la naturaleza económica de las transacciones de energía, la política nacional y relacionamiento internacional definirán niveles de intercambios comerciales de energía independientes de los beneficios técnicos, económicos, sociales y ambientales de la integración.

Una forma de valorar la integración eléctrica desde el punto de vista político consiste en considera el nivel de integración política o la similitud de pensamiento y filosofía de las naciones que conforman las partes de lado y lado de la integración. Esta dimensión es precisamente la dimensión que hace referencia directa a la institucionalidad de la integración, es decir, como se encuentra organizada la integración a nivel regional, cuáles son las instituciones y cuáles sus funciones, en este orden de ideas, existen instituciones de carácter binacional, regional o transnacional que soportan el funcionamiento y la toma de decisiones sobre la integración, determina un mayor o menor nivel de integración. Esta

dimensión es consistente con otras aproximaciones metodológicas a la definición de integración como la presentada por ISA en (2005), ver Figura 16. Esto es, el número y el alacnce de las instituciones para la operación, la planeación, la regulación, la vigilancia y el control del mercado integrado a nivel binacional, regional y supraregional determina el nivel de integración.

5.1.5 Dimensión Social y Ambiental de la integración

La dimensión social y ambiental de la integración aunque hace referencia a dos aspectos completamente diferentes están estrechamente relacionadas, toda vez que, los intereses ambientales benefician a la sociedad en general y el comportamiento social afecta directamente el medio ambiente que la rodea.

De forma específica, la dimensión social hace referencia explícita la población y con ello el efecto de la integración sobre la sociedad, esto es, el número de personas con suministro de electricidad o cobertura del servicio a nivel nacional, binacional, regional y suprarregional como resultado de la integración. Un mercado estará más integrado socialmente ya que, como consecuencia de la integración se incrementa la cobertura en el suministro eléctrico.

Hoy en día los proyectos de desarrollo de infraestructura se han visto limitados por el componente social, por esto es de gran relevancia considerar este aspecto para la integración, una forma adicional de valorar esta componente de la dimensión es contabilizar el número de apoyos sociales del mercado eléctrico y la cantidad en que ellos son incrementados por efecto de la integración, esto se materializa por medio del número de acuerdos y valor de la inversión correspondiente al desarrollo social que se genera con la integración. La inversión es un indicador de muchos otros aspectos sociales como son, el número de empleos, el incremento de la cobertura en educación, salud y vivienda por efecto de la integración.

Por su parte los aspectos ambientales hacen referencia explícita a las características de contaminación y preservación del medio ambiente por efecto de la integración. El país importador será beneficiado ambientalmente si la energía que consume se satisface con

una fuente de generación más limpia y amigable con el medio ambiente, así como ambas partes se verían beneficiadas ambiental y socialmente cuando inversiones en programas de preservación del medio ambiente y desarrollo social resultado de las rentas de congestión surgen efecto. De forma específica, la valoración de este componente del aspecto ambiental se puede considerar por medio del número de toneladas de CO_2 que se reducen como resultado de la integración. En este sentido una aproximación simplificada se basa en el índice de emisiones de cada fuente de generación, es decir, un mercado con mayor nivel de reducción de emisiones de CO_2 está más integrado desde este punto de vista que otro con mayor nivel de contaminación.

Una forma de valorar la integración desde el punto de vista socio-ambiental es considerar que ambos tienen el mismo peso (50%) dentro de la valoración de esta dimensión.

Una primera conclusión sobre las dimensiones de la integración lleva a definir la armonización de cada una de ellas entre sí y con las dimensiones de los países miembros de la integración, con el propósito de que las barreras asociadas a las dimensiones sean superadas y la integración sea desarrollada.

Una segunda conclusión sobre las dimensiones lleva a considerar un conocimiento sobre las expectativas de los países miembros de la integración y con ello, una distribución equitativa de los beneficios que garanticen el cumplimiento de dichas expectativas y la continuidad de la integración.

Se presenta a continuación Tabla 2 una forma cuantitativa de aproximar la valoración cualitativa de las dimensiones descritas en los párrafos anteriores, desarrollada con base en los trabajos previos de la teoría de los MVS (DFID, 2005; Franco et al, 2006 y 2008; Hoyos 2007; Hoyos & Urrego, 2008) y adaptada para este caso, como una propuesta para la definición de la integración considerando múltiples dimensiones.
Se aclara que una formulación matemática sobre la valoración de cada una de las dimensiones consideradas es un asunto que abre las puertas al trabajo futuro que se desprende de esta investigación.

Debe tenerse presente que, si todas las dimensiones son igual a cero, esto significa que no existe integración y si todas llegan a la máxima valoración el nivel de integración es suprarregional en todas sus dimensiones.

Tabla 2 Rangos de medida para las Dimensiones de la Integración

Dimensiones	Insostenible 0 -4	Restringida 4.1 - 8	Sostenible 8.1 - 12	Progresiva 12.1- 16	Abundante 16.1 - 20
Económico	Relaciones comerciales de carácter bilateral, para el suministro de zonas aisladas o intercambios propiciados por la confiabilidad o la calidad.	Coordinación de las actividades de un despacho eléctrico dependiente del balance y el precio local.	Los mercados se ven como uno solo y por tanto su despacho eléctrico está integrado, su resultado determina el flujo de la energía y de dinero entre los países. Se cuenta con operadores y administradores locales, y agentes solo de alcance nacional, con excepción de aquellos agentes que soportan los intercambios.	Esquema de intercambios determinado por una integración regional entre dos o más mercados, determinando de forma centralizada el flujo de energía y dinero entre los países. Se cuenta con un operador del sistema y un administrador a nivel regional así como agentes de alcance regional.	Esquema facilita el intercambio entre dos o más mercados regionales, con operador y administrador a nivel supra-regional y agentes de alcance a nivel de dos o más regiones.
Físico	Insuficiente infraestructura eléctrica aislada para garantizar el suministro local necesario para la subsistencia, frente a condiciones de escasez o desabastecimiento.	Infraestructura eléctrica suficiente para atender las necesidades de suministro eléctrico local y algunos requerimientos internacionales frente a condiciones de escasez o desabastecimiento.	Infraestructura eléctrica suficiente para garantizar el suministro eléctrico confiable y de calidad bajo condiciones de escasez y desabastecimiento local.	Infraestructura eléctrica suficientemente para garantizar el suministro eléctrico confiable y de calidad para los países de una región bajo condiciones de escasez o desabastecimiento.	Infraestructura eléctrica suficientemente para garantizar el suministro eléctrico confiable y de calidad para las regiones bajo condiciones de escasez o desabastecimiento.
Legal	Las normas legales y regulatorias son independientes para cada país, sin embargo, existe un contrato que rige las relaciones bilaterales dentro del derecho comercial y privado.	Existe armonización regulatoria entre ambos mercados para regular la operación y los aspectos comerciales de formación del precio y distribución de las rentas.	La armonización regulatoria es total tanto para aspectos técnicos como económicos de la integración entre los países. Existe armonización entre leyes locales y de carácter regional.	Debido al carácter centralizado de la operación y de los intercambios, la existencia de leyes comunes de alcance tributario y comercial están dadas. Es decir, existe armonización regulatoria y legal entre los diferentes países como una comunidad.	La integración entre regiones es determinada por la armonización de leyes y regulación entre las regiones como una comunidad de regiones.

Política	El nivel ideológico y características políticas y estrategias pueden ser diferentes. Existen instituciones que soportan el funcionamiento del mercado solo a nivel nacional.	Pueden existir diferencias políticas e ideológicas, pero se comparte una misma visión y estrategia de la interconexión, con una institución de carácter binacional que promueve la integración.	Las diferencias políticas e ideológicas son mínimas, la visión de la integración es compartida y existen instituciones de carácter binacional para la planeación, la operación, la regulación, la vigilancia y el control del mercado integrado	Existe integración política e ideológica entre los países de la región, comparten la visión estratégica de la región y desarrollo económico de la población. Existen las instituciones de carácter regional que soportan el funcionamiento del mercado integrado.	El nivel de integración política y económica es dado y materializado en instituciones de carácter suprarregional que soportan el desarrollo económico y energético de forma integrada.
Social y Ambiental	El nivel de cohesión social es inexistente, sin embargo, algunos los beneficios de la integración se materializan en la sociedad. La responsabilidad social y ambiental es mínima.	Los beneficios de la integración se comparten. El esquema de intercambio y desarrollo de la infraestructura preserva el medio ambiente de los países y posibilita desarrollo económico para la población de la zona de influencia de la integración.	El esquema de intercambio es compatible con el medio ambiente y permite el desarrollo de redes sociales para el bienestar, con administración central de los programas de preservación y desarrollo socio económico para la población de los países integrados bajo una visión de equidad.	Los programas de preservación del medio ambiente y desarrollo social son comunes y administrados regionalmente. Existen políticas de desarrollo de infraestructura energética bajo los condicionamientos de reducción de emisiones y valor compartido con la sociedad	El esquema de intercambios preserva el medio ambiente y soporta el desarrollo de la sociedad entre las regiones bajo una misma visión de integración política y económica.

De forma similar, si alguna o algunas dimensiones son cero o están valoradas en niveles de insostenibilidad o restringidas, el esquema de representación cumple con una de sus funciones que es la de identificar aquellas dimensiones de la integración que requieren ser promovidas para mejorar el nivel de integración y con ello propiciar mejoras en la sociedad que es el fin último de la integración.

Las condiciones de escasez o desabastecimiento hacen referencia a la disponibilidad de la fuente de energía para convertirla en electricidad, específicamente se trata del nivel de los embalses en el caso hídrico y de la disponibilidad firme del combustible en el caso térmico.

A pesar que la dimensión política es muy importante para que la integración se dé, vista de forma agregada, todas las dimensiones son necesarias y suficientes para el desarrollo de la integración de mercados eléctricos, es por eso que se considera el mismo peso de cada dimensión dentro del total.

Existe relaciones entre las dimensiones, por ejemplo, relaciones de dependencia, no existe una dimensión sin otra, como es el caso de la económica, la física, la dimensión legal y la socio-ambiental, es decir, no existiría intercambios de energía sino hay infraestructura, los intercambios tampoco se materializan si mínimamente existen reglas para ello, así sea un contrato bilateral, así como el resultado de la integración siempre impactará la sociedad y el medio ambiente que lo rodea.

Es posible que una dimensión sea independiente de las otras, como es el caso de la dimensión política, la cual puede o no existir y la demás pueden o no existir también. Esto se puede observar al analizar el origen de las interconexiones eléctricas, el cual fue por seguridad en el suministro eléctrico entre dos países, sin que políticamente existiera alguna relación. Por eso en esta investigación se llega a la conclusión que la integración eléctrica es un asunto de mayor alcance que la interconexión de sistemas de potencia, integración es asunto multidimensional que trasciende los asuntos eléctricos a los aspectos de desarrollo económico de la sociedad, como se propone en esta investigación la consideración de dimensiones: física, económica, legal, política y socio-ambiental, soportada en la teoría de desarrollo conocida como los MVS. Similar a la organización de los capitales en un pentágono para los MVS se ubican las dimensiones de la integración en un pentágono como se muestra a continuación la Figura 17.

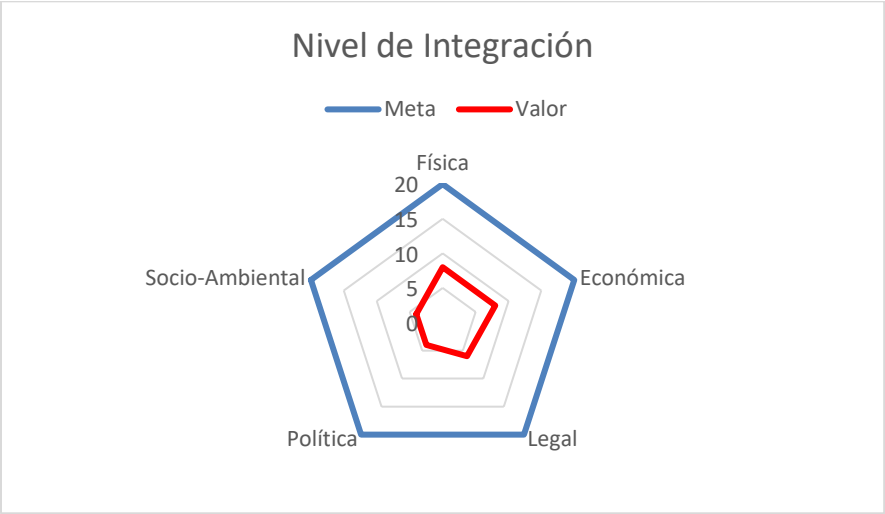

Figura 17 Valoración del Nivel de integración Eléctrica Colombia - Ecuador

La agregación de dimensiones en un pentágono es una propuesta de valoración del nivel de integración, ahora se describirá el modelo en dinámica de sistemas y la forma como se pueden establecer los escenarios para la evaluación de políticas.

5.2 Escenarios

Como resultado de un ejercicio académico desarrollado dentro del seminario de investigación en mayo de 2010 donde profesores y estudiantes de posgrado participaron en la construcción de escenarios para los mercados de electricidad se encontró.
Los mercados de electricidad presentan mayor o menor nivel de intervención del Estado para su funcionamiento, lo que caracteriza un mercado centralizado en un extremo y un mercado libre en el otro extremo del eje horizontal.

El mercado centralizado corresponde a un mercado eléctrico donde además de las funciones de: planeación, regulación, operación, vigilancia y control; el Estado es partícipe activo de la oferta y demanda, por ejemplo, en su caso más extremo, como parte de una teoría económica socialista, la participación privada en las actividades del sector eléctrico es mínima o inexistente.

Del otro lado, un mercado libre corresponde a la mayor expresión de la teoría económica del capitalismo, donde la participación privada es plena en las actividades del sector: generación, transmisión, distribución y comercialización; y la intervención del Estado es mínima o inexistente, limitando su acción a las funciones de regulación, vigilancia y control.

El otro eje de configuración de escenarios para los mercados de electricidad está definido por la disponibilidad de recursos para la generación, esto es, el mercado cuenta con alta disponibilidad de recursos de generación (margen de reserva amplio y positivo) y además son de bajo costos de producción, como es la generación hidroeléctrica.

Del otro lado del eje se encuentran aquellos mercados de electricidad que en su caso más extremo, cuentan con pocos recursos de generación, la oferta es menor o igual a la

demanda de energía (margen de reserva negativo o igual a cero) y además los recursos de generación son en su mayoría térmicos, altamente contaminantes con el medio ambiente, como se observa en la Figura 18.

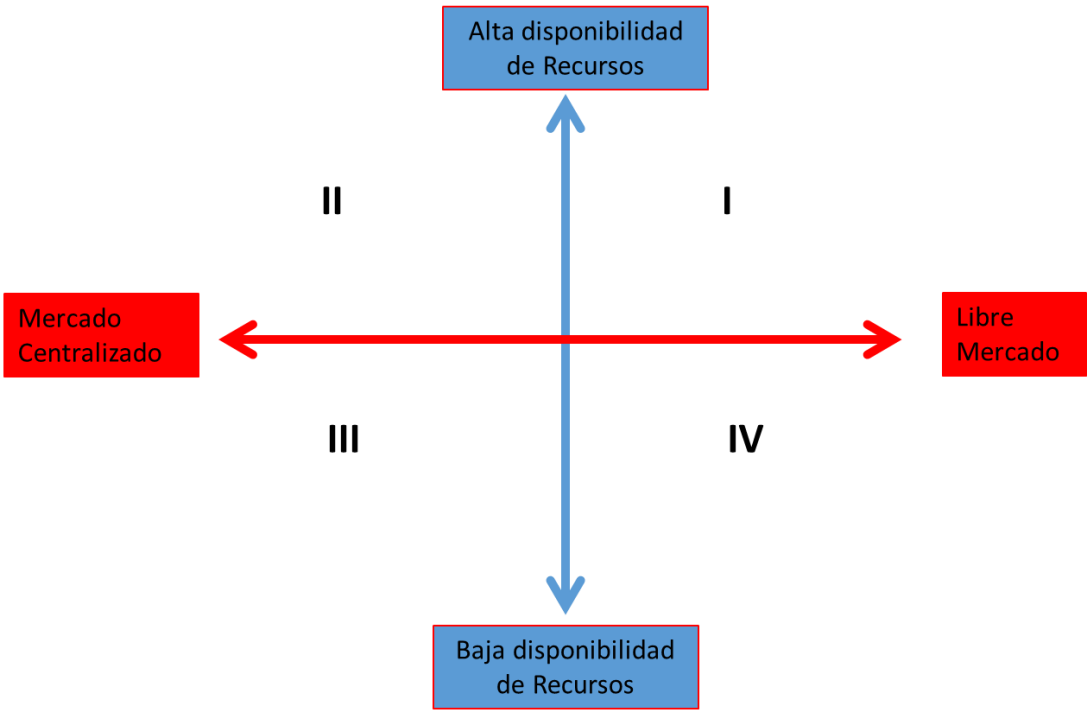

Figura 18 Cuadrantes para la definición de Escenarios de mercados eléctricos

El escenario ideal se encuentra en el cuadrante I, donde la disponibilidad de recursos es alta y a bajo costo, así como, la libertad del mercado es dada, la participación privada es plena y el Estado interviene mínimamente. Este escenario es propicio para un alto nivel de integración de los mercados de electricidad.

El cuadrante II corresponde con un mercado centralizado, pero con alta disponibilidad de recursos, donde la integración es promisoria para asegurar el suministro a otro mercado, pero donde mayor participación privada es necesaria y el nivel de centralismo no impide la integración.

El cuadrante III es el escenario que define un mercado con mayor necesidad de integración, carece de recursos de generación, y el nivel de centralismo es tan alto que dificulta el abastecimiento por falta de participación privada y de intercambios con los vecinos.

El cuadrante IV caracteriza mercados de electricidad con un alto nivel de participación privada pero con bajo nivel de disponibilidad de recursos, con lo cual se presentan grandes oportunidades para el desarrollo de inversión extranjera en el sector. En este cuadrante estuvieron muchos países al momento de desregular y liberalizar sus economías, específicamente, el desarrollo de mercados de electricidad en los años 90 tas.

El conjunto de acciones que determinan el cuadrante I es de mantenimiento, las del cuadrante II son de liberalización, en el cuadrante III son de seguridad y liberalización, así como el cuadrante IV las acciones son de seguridad.

Liberalización debe entenderse como aquel conjunto de acciones que permiten mayor participación privada, e integración con otros mercados bajo esquemas regionales de funcionamiento.

Seguridad debe entenderse como aquellos mercados que requieren garantizar el suministro de forma confiable y por tanto la integración es solución al problema de abastecimiento.

Una vez definido el nivel de integración de los mercados por medio del pentágono de dimensiones de la integración presentado en el numeral 5.1 y una vez definida la ubicación de los mercados a integrarse, tal como se presentó en este numeral anterior, el conjunto de acciones para promover la integración pueden ser definidas. La evaluación de dichas acciones agregadas en políticas energéticas se puede dar por medio de la simulación, como en este caso, con el modelo en dinámica de sistemas de mercados eléctricos integrados que se desarrolló en esta investigación, siendo este parte fundamental del esquema de evaluación de la dinámica de integración mercados eléctricos desarrollado. Se presenta a continuación, la descripción detallada de dicho modelo, sus variables y relaciones.

5.3 Dinámica de la Integración

En primer lugar debe definirse qué se entiende por dinámica de la integración de mercados de electricidad. Para tal propósito se parte del hecho de que los mercados de electricidad son como su palabra lo indica, un mercado y para ello existen variables fundamentales que lo describen como son la oferta, la demanda y el precio. En este sentido, la dinámica de la integración puede verse a través del comportamiento de las variables fundamentales del mercado integrado, es decir, a través del comportamiento de la oferta, la demanda y el precio del mercado de electricidad integrado.

Para observar el comportamiento de dichas variables en el tiempo se definió por medio de un diagrama de causa y efecto, las relaciones de influencia positiva y negativa, así como sus realimentaciones, esto es lo que define la hipótesis dinámica de este trabajo investigativo, la cual se detalla a continuación.

5.4 Hipótesis

La hipótesis dinámica que define la estructura de comportamiento de los fundamentales de los mercados de electricidad una vez se encuentran integrados se describe a continuación. Se presenta en la Figura 24 el diagrama causal sobre la dinámica de la integración de mercados eléctricos, propuesta desarrollada con base en modelos previos revisados en la literatura, los cuales tratan el tema de mercados eléctricos y la dinámica de sistemas (Ford, 1990; Franco et al, 2000; Dyner et al, 2001; Olsina et al, 2006; Dyner et al, 2007, 2008; Franco & Becerra, 2008; Franco & Cardona, 2008; Ojeda et al, 2009; Dyner et al, 2011; Ochoa & Van Ackere, 2012; Ochoa & Van Acker, 2013; Ochoa & Van Acker, 2015). Se hace un análisis del diagrama por medio de los ciclos de realimentación que lo conforman así:

B1. Ciclo de Balance. Satisfacción de demanda
B2. Ciclo de Balance. Expansión de la Generación
B3: Ciclo de Balance. Expansión de la Transmisión
B4: Ciclo de Balance. Alivio de la Congestión
B5: Ciclo de Balance. Precio de la Transmisión

Todos los ciclos enunciados son de balance, lo cual implica un control o regulación del sistema a través de variables de decisión como son la congestión, el margen de reserva y el precio.

Los ciclos B1 y B2 se encuentran en la literatura (Dyner et al, 2001), los ciclos B3, B4 y B5 son nuevos y es parte de la hipótesis probada.

5.4.1 B1. Ciclo de Balance. Satisfacción de la demanda

El ciclo de balance B1, es precisamente el que representa la elasticidad de la demanda frente al precio, efecto retardado por el tiempo de reacción que tendría la demanda en un mercado eléctrico frente a cambios en el precio.

La teoría de mercados indica que mientras más margen de reserva se tiene, menor será el precio, como consecuencia de la sobre oferta y la guerra de precios entre los oferentes, sin embargo, si la oferta está muy cerca de la demanda, es decir, el margen de reserva es pequeño, entonces el precio aumenta por la percepción de escasez.

Se observa la influencia de las variables entre ellas de forma circular, si el precio aumenta entonces la demanda se contrae, sin embargo, si el precio se reduce, la demanda se incrementa, ambos casos, resultado de la elasticidad de la demanda al precio. Debe tenerse presente que en muchos casos, la demanda de energía en el mercado de electricidad se considera inelástica, sin embargo, esta relación entre el precio y la demanda se fundamenta en que de forma instantánea la demanda es inelástica pero en largo plazo reacciona y su comportamiento es elástico. De otro lado, en mercado donde la participación de la demanda está claramente definida, la inelasticidad de la demanda cambia a elasticidad y la relación presentada en la Figura 19 es válida.

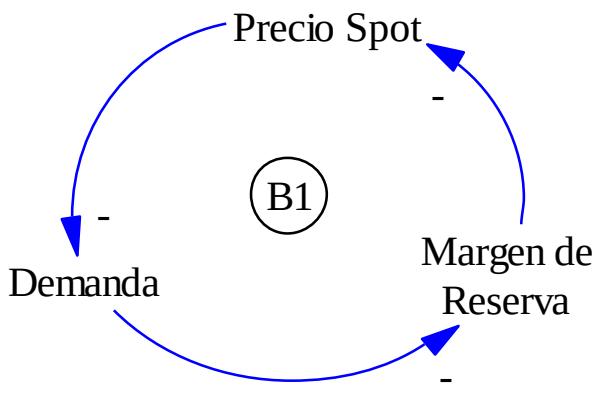

Figura 19 Ciclo de Balance B1. Satisfacción de la Demanda

El comportamiento del margen de reserva en los mercados eléctricos como consecuencia de la oferta y la demanda equilibran el precio del mercado. El margen de reserva sirve de señal para los inversionistas en generación, pero también como referencia para el planeador del sistema definir sus políticas de abastecimiento.

5.4.2 B2. Ciclo de Balance. Expansión de la Generación

El ciclo de balance B2, regula el crecimiento de la generación en función de las expectativas de retorno y el margen de reserva del sistema. La expansión de la capacidad de generación del sistema eléctrico se da como consecuencia de las expectativas de retorno que el mercado ofrece a los inversionistas, dichas expectativas se pueden cumplir considerando las señales del mercado, en ese caso en función del precio y el margen de reserva. La oportunidad para la inversión en capacidad de generación se da cuando el precio del mercado es alto y el margen es estrecho.

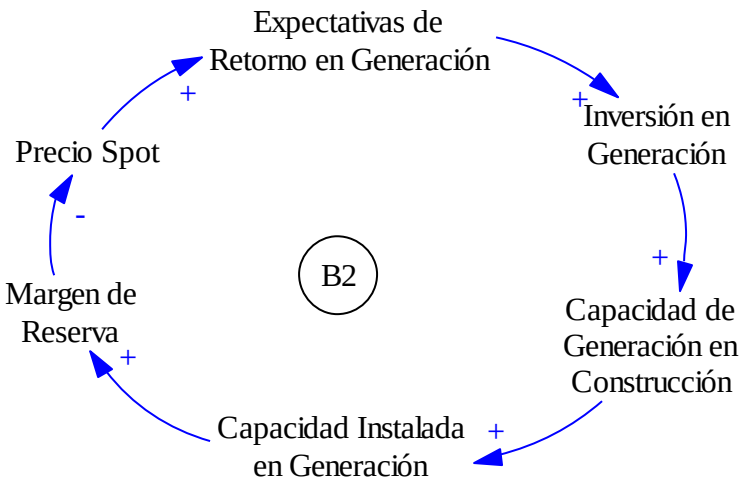

Figura 20 Ciclo de Balance B2. Expansión de la Generación

5.4.3 B3: Ciclo de Balance. Expansión de la Transmisión

El ciclo de balance B3 controla la expansión de la transmisión, con el cual se alivia la congestión en el largo plazo por expansión de la capacidad. La congestión en las líneas de transmisión se da como consecuencia de una menor capacidad de la línea frente a la cantidad de potencia a transmitir. Siendo este un problema físico, se resuelve fácilmente con una solución física, aumentar la capacidad instalada de transmisión, resultado de la inversión de un país en su sistema de transporte que atiende las necesidades de transmisión del sistema.

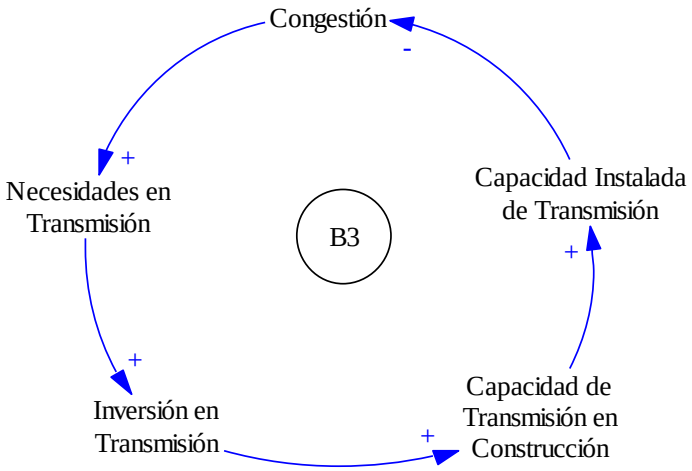

Figura 21 Ciclo de Balance B3. Expansión de la Transmisión

Las necesidades del sistema de transmisión son muy variadas, provienen de diferentes fuentes, de la demanda, de la oferta y la confiabilidad. De la demanda, como resultado del crecimiento de los diferentes sectores de la economía, y por lo tanto, más consumo de energía requiere mayor capacidad de transmisión de potencia eléctrica en el sistema. Del lado de la generación, mayor capacidad de transporte de potencia se requiere frente al ingreso de nueva capacidad de generación. La confiabilidad del sistema de transmisión garantiza el suministro frente a contingencias o fallas de los elementos del sistema (líneas y subestaciones), y dentro de las subestaciones, equipos eléctricos como los transformadores. En este sentido, frente a la salida de una línea de transmisión, debe existir otra línea por medio de la cual se pueda transmitir la potencia.

5.4.4 B4: Ciclo de Balance. Alivio de la Congestión

El ciclo de balance B4 alivia la congestión en el corto plazo por reducción de demanda. Si bien una forma de resolver la congestión es aumentando la capacidad del sistema, se ha implementado en los mercados eléctricos otra forma, utilizando un mecanismo económico. Esto es, reducir la demanda o cantidad de potencia a transmitir por una línea, resultado del precio de la congestión, consiguiendo así redirección de flujos de potencia y aliviar la congestión de la línea.

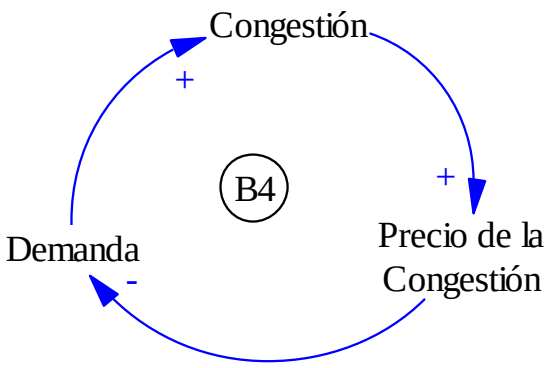

Figura 22 Ciclo de Balance B4. Alivio de la Congestión

Un mecanismo de alivio de la congestión requiere para su funcionamiento de la disponibilidad de líneas de transmisión interconectadas de tal forma que se pueda transmitir la potencia no suministrada, así como también de la posibilidad de compensación para las fuentes de necesidades de la transmisión por su renuncia en función de sus costos de oportunidad. Esto es, debido a la congestión de la línea, la compensación a la demanda por no tener atención plena de sus requisitos de potencia. Compensación para la generación por no evacuar completamente su capacidad. Compensación para los consumidores por un suministro parcial carente de la confiabilidad requerida.

5.4.5 B5. Ciclo de Balance. Precio de la Transmisión

El precio de la transmisión en los mercados eléctricos, al ser la red un monopolio natural, se encuentra regulado y en su mayoría obedece al reconocimiento de la inversión y los costos y gastos de la operación de la infraestructura de transmisión. Es por esto que, a mayor infraestructura o capacidad instalada de la transmisión mayor es el precio de la transmisión.

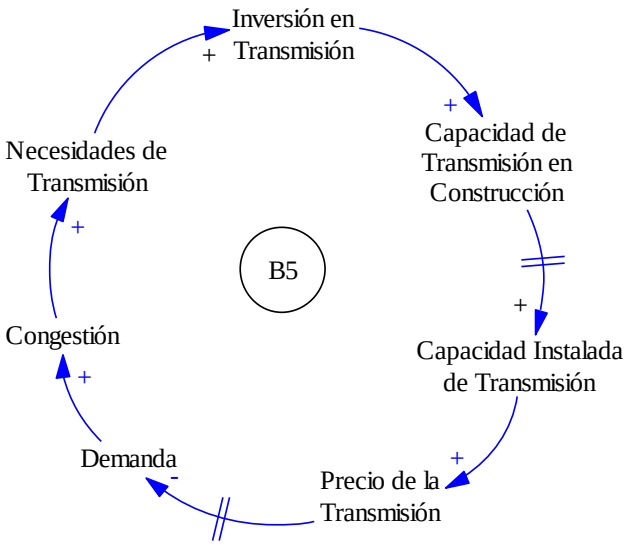

Figura 23 Ciclo de Balance B5. Precio de la Transmisión

5.4.6 Hipótesis sobre la Dinámica de la Integración

El diagrama causal completo para un mercado eléctrico integrando los diagramas antes presentado se presenta a continuación, donde además se observa la influencia del mercado eléctrico vecino sobre la congestión y el margen de reserva.

Debe tenerse presente que la variable precio hace referencia a la agregación de tres precios en el mercado, el precio de la generación, el precio de la transmisión y el precio de la congestión como se detalló en la explicación de los ciclos de balance, B2, B4 y B5.

El ciclo de satisfacción de la demanda B1, es un ciclo de balance que se presenta más claramente en el largo plazo, debido a la relación inelástica de la demanda frente al precio de la electricidad en el corto plazo, que apoya la viabilidad de otros procesos en los mercados eléctricos como son, la sustitución, la generación distribuida, la eficiencia energética, y el desarrollo de otros mercados como el caso del mercado de contratos de largo plazo.

El Ciclo de Balance B2, denominado Expansión de la Generación, representa el comportamiento de los inversionistas y de los agentes frente a las expectativas del precio

futuro de la energía eléctrica. Así por ejemplo, si la expectativa es de un precio alto en el futuro, como consecuencia de un estrecho margen de reserva entre la oferta y la demanda, los agentes invierten en capacidad de lo contrario dicha inversión se ve reducida o incluso desplazada y estancada hasta mejores expectativas de rentabilidad y recuperación de la inversión.

Los ciclos de balance B3, B4 y B5 son precisamente los representantes de la dinámica del mercado integrado para el alivio de la congestión, por reducción de demanda y expansión de la capacidad. En mercados eléctricos de Europa y Estados Unidos existe un mercado al interior de los mercados eléctricos gestionado del lado de la demanda y es precisamente la desconexión de carga del sistema como parte de la participación de la demanda en el mercado, en el caso latinoamericano como Colombia también existe el mecanismo de gestión de la demanda y desconexión de la carga, pero en este caso funciona más por seguridad que por oportunidad económica.

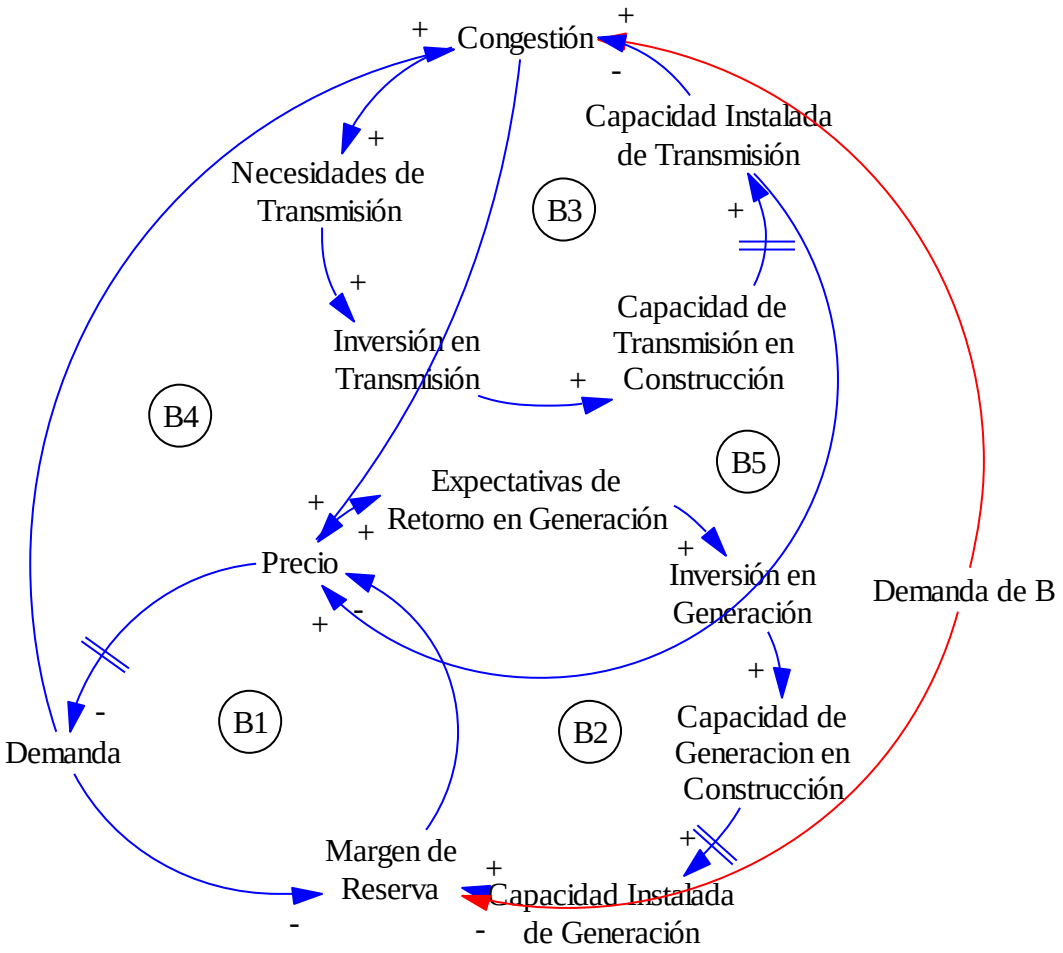

Figura 24 Diagrama Causal General

5.4.7 Dinámica de la transmisión

En términos generales, la expansión del sistema de transmisión es motivada por aspectos de confiabilidad, seguridad y calidad en el suministro de energía eléctrica.

Desde el punto de vista de la seguridad en el suministro, el sistema de transporte debe garantizar la satisfacción de la demanda en todo momento, es un asunto de cantidad. Es decir, la cantidad de energía eléctrica requerida por la industria y los hogares debe estar disponible en el punto de entrega en todo instante de tiempo. Para ello, el sistema de

transporte de energía eléctrica debe tener la capacidad suficiente para llevar la generación hasta los puntos de carga.

Como consecuencia de la expansión del sistema de transmisión se obtiene mayor capacidad de transporte de energía, con lo cual se alivia la congestión desde un punto de vista físico. Por su parte, la congestión genera incrementos en el precio de la energía, bien sea directamente a través de la definición del precio, o indirectamente a través del mecanismo de alivio de la congestión.

Directamente se refiere a que el precio involucra de forma explícita el costo de la congestión. En mercados nodales, como el PJM o en los Zonales, como el Nord Pool, la definición del precio incluye explícitamente el costo de las pérdidas y la congestión (Joskow, 2006; Jerko et al, 2004).

Indirectamente, el precio de la energía se ve incrementado por medio del mecanismo de alivio de la congestión, debido a que dichos costos se trasladan a los agentes. Por eficiencia económica, el costo se trasladaría a los agentes involucrados en la congestión y por equidad, el costo se traslada a todos los agentes. En ambos casos, las ofertas de venta de energía incluirían las expectativas de los costos de la congestión y dichas ofertas son las que definen el valor marginal del precio de la energía.

La dinámica de la expansión de capacidad en el sistema de transmisión tanto al interior del país como en la interconexión es precisamente una de las dinámicas que deben capturarse, ya que hasta el momento no se tiene evidencia de algo similar en la literatura consultada, es decir, cómo debe expandirse la capacidad de transmisión al interior y al exterior de un país y que relaciones existen con la expansión de la generación en un mercado eléctrico integrado?. Las relaciones presentadas en el diagrama causal de expansión de la transmisión y el diagrama correspondiente a los intercambios, son los diagramas causales que determinan la hipótesis dinámica probada.

Se presenta en la Figura 25 el conjunto de ciclos de realimentación correspondientes a los intercambios comerciales de electricidad entre los mercados eléctricos de dos países.

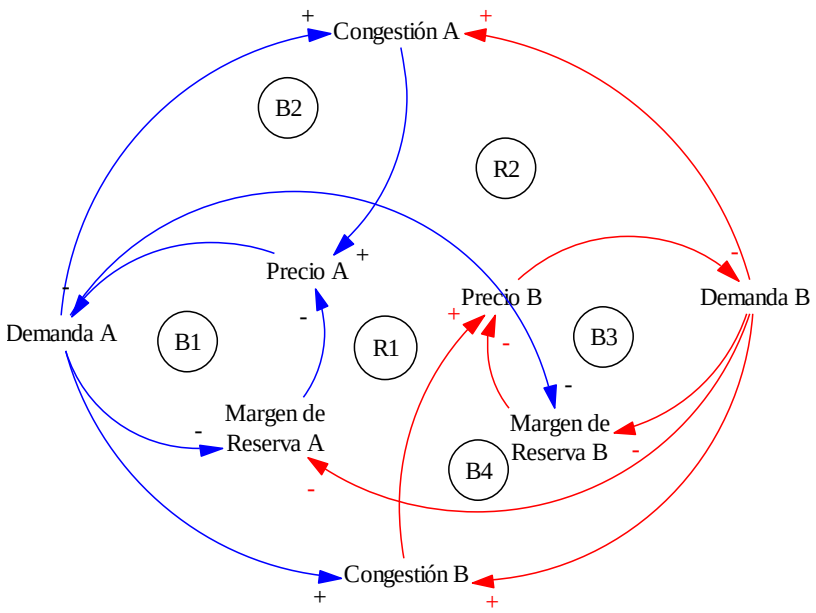

Figura 25 Modelo causal de relación entre dos mercados eléctricos integrados

Específicamente las relaciones de realimentación entre ambos mercados están determinados por los ciclos de refuerzo R1 y R2, los cuales definen el comportamiento del sistema integrado de potencia para garantizar el suministro eléctrico y aliviar la congestión.

El ciclo de refuerzo R1 inicia con la demanda en el país A, si esta se incrementa como resultado de un crecimiento económico (Millán, 2006), entonces el margen de reserva se reduce en B, dado que debe atender una mayor demanda con la misma oferta, con lo cual se incrementa el precio en B. esto es así debido al comportamiento de los mercados, cuándo hay escasez o cuando el margen es muy estrecho, el precio aumenta (Stoft, 2002). Debido a que el precio en B es mayor, la demanda en B se reduce por efecto de la elasticidad. Más aún, si la demanda en B se reduce, entonces la congestión en la interconexión entre A y B se reduce también, debido a menos intercambios bajo la misma capacidad de transmisión.

5.5 Conclusiones del Capítulo 5.

Este capítulo se presentó, una aproximación a la solución del problema de evaluación de la dinámica de la integración de mercados eléctricos por medio de la definición de un esquema metodológico para tal caso.

En primer lugar, el esquema desarrollado plantea la definición del nivel de integración de los mercados eléctricos por medio de un pentágono de dimensiones, es decir, bajo una mirada de sostenibilidad la definición del nivel de integración debe considerar los aspectos: físico, económico, legal, natural, ambiental y social.

En un segundo lugar, el esquema desarrollado planea la consideración de dos ejes centrales de políticas energética, liberalización del mercado y seguridad en el suministro, por medio de los cuales se ubican los mercados de electricidad en análisis para integración o mejoras en su proceso de integración.

Finalmente, el esquema desarrollo, planteó una hipótesis dinámica sobre que soporta la estructura de comportamiento de los mercados de electricidad integrados con base en el comportamiento de sus fundamentales.

Se presenta a continuación las formas de implementación de los modelos causales anteriores en modelos de simulación por computador a través de la dinámica de sistemas, con lo cual se puede evaluar la dinámica de la integración de mercados de electricidad.

6. CAPÍTULO 6 EL MODELO

6.1 Generalidades del modelo

El modelo desarrollado considera un horizonte de simulación de largo plazo, 20 años, con un paso de simulación mensual. Las variables del modelo se actualizan mensualmente, aunque por efecto práctico de reporte de resultados se tengan variables que agregan comportamientos en unidades de tiempo mayor, específicamente de carácter anual.
El año de inicio de la simulación y definición de las condiciones iniciales del modelo debe ser seleccionado considerando la capacidad de emulación del modelo de simulación para comportamientos de las variables de decisión. En este caso, se consideraron 7 años (2009-2015) de emulación y 15 de simulación.

El año de finalización del periodo de simulación debe definirse considerando, entre otros, la vigencia de los planes de expansión en generación y transmisión de energía eléctrica, los ciclos regulatorios y normativos del mercado, así como la penetración de nuevas tecnologías (año 2029).

El mercado de electricidad considerado como principal se modeló por medio de tres zonas o áreas, a través de las cuales se agregaron las principales características del mercado, entre las que se encuentran, tecnología y reglas de funcionamiento, capacidad de generación, demanda de energía y potencia máxima, capacidad de transmisión y de intercambios con otras áreas, así como la posibilidad de parametrizar restricciones asociadas a la generación, la transmisión y los intercambios.

También se modeló para el mercado principal la formación del precio a nivel nacional, la generación de energía por tipo de tecnología, los intercambios con sus vecinos, y las variables típicas de intercambio, congestión, rentas, y los beneficios económicos y ambientales de la integración.

Los mercados de electricidad de los vecinos, fueron modelados por medio de sus fundamentales, es decir, la oferta y la demanda de manera agregada, así como el precio de la energía en una bolsa, también los intercambios comerciales de electricidad con el mercado eléctrico principal, esto acorde con el conjunto de reglas de funcionamiento del mercado nacional y las reglas que definen los intercambios.

Cada uno de los elementos descritos en párrafos anteriores y mayor de detalle sobre ellos, se describe a continuación con los sub-modelos que conforman el modelo dentro del esquema de Integración de Mercados Eléctricos (MIME) desarrollado, ellos son:

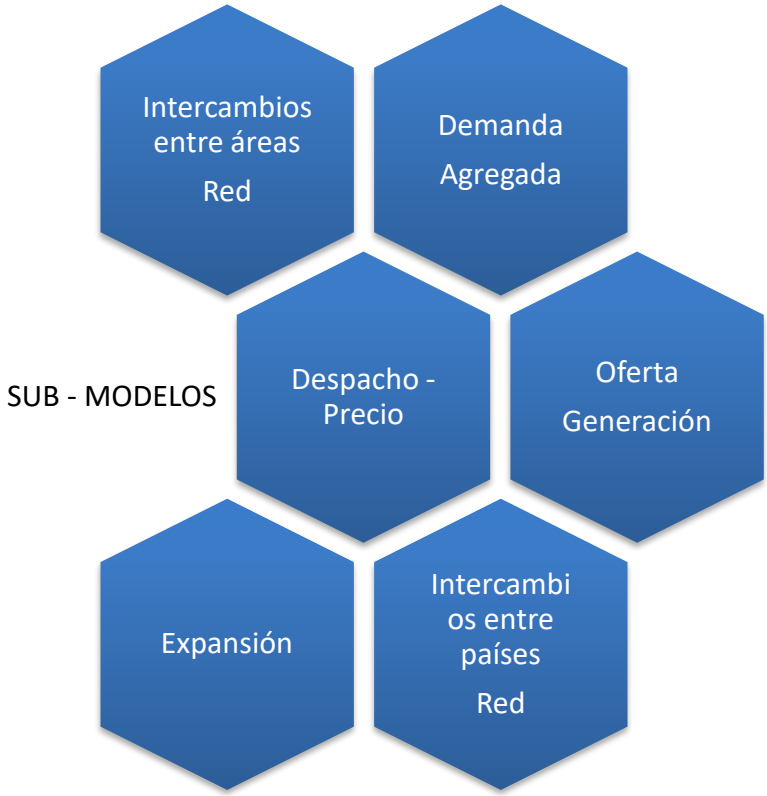

Figura 26 Esquema de representación del modelo

- Modelo de oferta de energía: basado en la capacidad disponible del sistema de generación agregado por tecnología.
- Modelo de demanda de energía: demanda de potencia máxima agregada.

- Modelo de despacho de plantas de generación y formación del precio: despacho económico ideal sin considerar la red para la formación del precio.
- Modelo de intercambios de energía entre áreas, considera la red para los intercambios y el concepto de seguridad en el suministro.
- Modelo de intercambios de electricidad entre países Market Coupling, considera el esquema de intercambios de TIE´s, los intercambios se definen en función de los precios de oferta para importación y exportación.
- Modelo de expansión de la capacidad, tanto para la generación como para la transmisión y la interconexión entre áreas y entre países.

6.2 Modelo de oferta

La oferta de energía fue modelada por medio de la agregación de plantas de generación según su tecnología, Hidroeléctrica, Térmicas a Gas, Carbón y Fuel Oil o combustibles líquidos; adicional a las tecnología anteriores, un tipo denominado renovables que agrupa no solo las de su nombre sino también plantas menores, cogeneradores y otras.

La oferta de energía está conformada por dos elementos, la cantidad ofertada y el precio de oferta. El modelo desarrollado contiene curvas de oferta por tecnología, las cuales se definieron como resultado del análisis de los datos históricos.

El modelo desarrollado al ser de largo plazo con un paso de simulación mensual, determina la oferta corresponde a una cantidad y un único precio por tecnología mes, la cantidad de energía ofertada corresponde a la oferta de un día cualquiera del mes, para un precio determinado por la curva de oferta.

La cantidad ofertada de energía depende de la capacidad instalada y lo que se ha definido en este modelo, el factor de producción, el cual es función de la disponibilidad de la fuente primaria de energía y de la planta de generación.

La fuente primaria corresponde precisamente al recurso energético que se utiliza en la producción de energía, como es el agua, el gas, el carbón y combustibles líquidos, los cuales presentan un nivel de disponibilidad. En el caso del agua, una alta disponibilidad se asocia con las épocas de lluvia, donde el nivel del embalse útil presenta valores elevados, mientras que una baja disponibilidad se asocia a las épocas de sequías. En el caso del combustible, una alta disponibilidad está asociada con la normalidad del suministro y el transporte, y una baja disponibilidad se asocia con fallas en alguna de esas dos componentes, el suministro o transporte del combustible.

En el caso de la planta de generación existen condiciones de mantenimiento y falla que las colocan indisponibles de una manera total o parcial según sea el caso.

La fórmula que se presenta a continuación define la cantidad de potencia disponible al mes por tipo de tecnología.

$$P_{i,j}^{T}(t) = CAP_{i,j}^{T}(t) * FP^{T} \tag{1}$$

Donde;

$P_{i,j}^{T}(t)$: $Potencia\ disponible\ en\ MW\ en\ el\ periodo\ t\ para\ la\ tecnología\ T\ por\ país\ i\ para\ el\ área\ j$

T: $tipo\ de\ tecnología.\ H$: $hidoeléctrica, G$: gas, C: $carbón, FO$: $fueloil\ y\ R$: $renovables, menores\ y\ otras$

i: $países s.\ A$: $País\ A, B$: $País\ B, C$: $País\ C$

j: $Áreas.\ A1$: $Área\ 1\ Norte;\ A2$: $Área\ 2 – Centro;\ A3$: $Área\ 3 – Sur$

$CAP_{i,j}^{T}(t)$: $Capacidad\ en\ MW\ en\ el\ periodo\ t\ por\ tecnología\ T\ y\ para\ el\ país\ i\ y\ el\ área\ j$

FP^{T} : $Factor\ de\ producción\ por\ tipo\ de\ tecnología$

La capacidad de una tecnología cualquiera $CAP_{i,j}^{T}(t)$ depende de la capacidad existente en el periodo anterior $CAP_{i,j}^{T}(t-1)$, más la nueva capacidad $NCAP_{i,j}^{T}(t)$, menos la capacidad obsoleta o fuera de servicio $OCAP_{i,j}^{T}(t)$.

La capacidad en *t=0*, corresponde a la capacidad por tipo de tecnología al año que define las condiciones iniciales del modelo y sus parámetros.

La nueva capacidad de generación en el sistema es función de varios elementos a saber: del margen de reserva y de la expectativa de rentabilidad. Ésta última soporta la decisión de inversión y la primera determina la cantidad a instalar.

El factor de producción depende de la disponibilidad, en el caso hidráulico corresponde al volumen útil del embalse agregado del sistema. En los demás casos, térmico y renovables, corresponde al nivel de disponibilidad histórico de la tecnología en el mercado. Análisis estadísticos de series de tiempo, de correlación y regresión son típicos para relacionar las variables y obtener pronósticos para ellas.

El volumen útil del embalse permite especificar diferentes escenarios de hidrología como son aquellos correspondientes a los periodos de sequías y lluvias.

El precio de oferta depende específicamente de la curva de oferta considerada, donde a cada potencia le corresponde un precio.

En este modelo se construyeron curvas de oferta por tipo de tecnología. Se presenta a continuación la curva de oferta para el caso Hidroeléctrico, es decir, una curva que representa el costo de oportunidad del agua. La Curva de Oferta puede ser desarrollada con base en el valor histórico del volumen útil, el precio de la energía en bolsa, el precio ofertado por las plantas hidroeléctricas y los límites impuestos por el Regulador.

La función de la curva de oferta para una central hidroeléctrica sería entonces una función por tramos tal como se observa a continuación.

$$PO^{H} = \begin{cases} OCV \;\; VU \;\; \geq Vmax \\ b - m * VU \qquad Vmin < VU \;\; < Vmax \\ PE \;\; VU \leq Vmin \end{cases} \tag{2}$$

OCV: Otros Costos Variables, el cual incluye, el Costo Equivalente de la Energía (CEE) y algunos impuestos, variable que representa el valor mínimo (piso) de la oferta, correspondiente con el valor del volumen útil a partir del cual se puede garantizar la mayor generación de la planta, denominado volumen máximo.

PE Precio de Escasez, representa el valor máximo (techo) de la oferta, correspondiente con el valor del volumen útil del embalse a partir del cual el sistema comienza a realizar racionamiento, denominado volumen mínimo. Este puede ser definido en función del volumen correspondiente al mínimo operativo del sistema de embalse agregado.

Cuando el volumen útil del embalse se encuentra dentro de los límites mínimo y máximo, el precio de oferta corresponde a una función lineal del volumen útil.

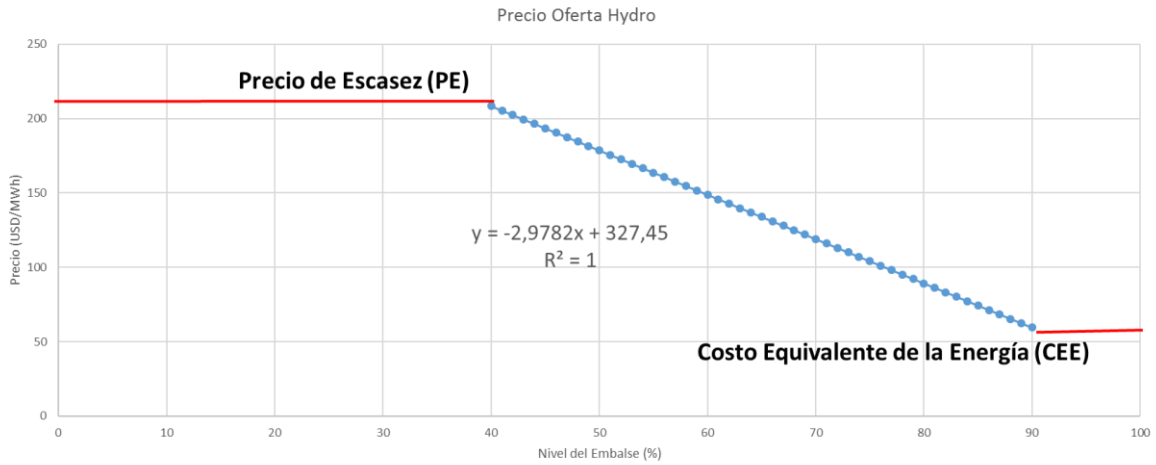

Figura 27 Curva de Oferta de las centrales hidroeléctricas

La curva de oferta para el caso térmico, es resultado de un análisis de regresión lineal múltiple sobre las siguientes variables, disponibilidad del combustible, el volumen útil y el precio de oferta térmico del periodo anterior, el cual incluye los costos de suministro y transporte del combustible en t= 0.

$$PO^T(t) = \beta_0 + \beta_1 * VU(t) + \beta_2 * DISP^T(t) + \beta_3 * PO^T(t-1) \quad (3)$$

$PO^T(t)$: Precio de la energía ofertada por plantas térmicas a gas en el tiempo t

$VU(t)$: Volumen útil del embalse agregado del sistema en el tiempo t
$DISP^T(t)$: Disponibilidad del Gas (suministro y transporte) en el tiempo t
$PO^T(t-1)$: Precio de la energía ofertada por plantas térmicas a gas en el tiempo t-1
β_i : Parámetros de la ecuación.

Acciones de mejora sobre la disponibilidad de las plantas de generación pueden ser evaluadas con el modelo desarrollado, es así como, políticas de mantenimiento y de operación que mejoren la disponibilidad de plantas de generación se pueden parametrizar el modelo para ser evaluadas por medio de la disponibilidad de cada fuente de generación: hidráulica, gas, carbón, y fuel oil y renovables.

De otro lado, la incorporación de una nueva tecnología como las fuentes no convencionales de energía puede parametrizarse en el modelo bajo la utilización de la cuarta dimensión que define la capacidad de generación (renovables). Eólica, solar, biomasa, entre otras fuentes no convencionales pueden ser analizadas con el modelo desarrollado. Esto es, políticas de integración de este tipo de fuentes de generación pueden ser evaluadas por medio de este modelo.

Adicionalmente, la generación intermitente de dichas fuentes no convencionales de energía a lo largo de los 12 meses de un año es posible de implementar en el modelo, por medio de la definición del nivel de disponibilidad de dichas fuentes mes a mes. Con esto, evaluación de políticas de la operación del sistema eléctrico mes a mes pueden evaluadas.

6.3 Modelo de demanda

El modelo de demanda de energía corresponde a un modelo agregado de crecimiento exponencial con una tasa constante, afectada por la elasticidad. La demanda de energía se determina para cada una de las tres áreas del mercado principal y para cada uno de los dos mercados con los cuales éste tiene intercambio de electricidad.

$$D(t) = D(t-1) + r * D(t-1) \tag{4}$$

$$D(t) = D(t-1) * (1+r)$$

Donde;
$D(t)$: Demanda de energía en el periodo actual, en GWh/mes
$D(t-1)$: Demanda de energía en el periodo anterior, en GWh/mes
r: Tasa de crecimiento de la demanda en cada periodo.

La tasa de crecimiento de la demanda de energía representa el comportamiento de la economía y puede ser calculada para cada sector económico y luego agregada en una demanda nacional. Puede asumirse igual a la tasa de crecimiento económico en su ausencia.

El ajuste a la demanda de energía por efecto de la elasticidad se presenta a continuación, siendo esta una forma de implementar la participación de la demanda en el modelo.

$$D_a(t) = D(t) * [1 + e * (p(t) - p(t-1))/p(t-1)] \tag{5}$$

Donde;
$D_a(t)$: Demanda de energía ajustada por elasticidad para el tiempo t
e: Elasticidad
$p(t)$: Precio de la energía en el tiempo t (actual)
$p(t-1)$: Precio de la energía en el tiempo t-1 (anterior)

Debido a que la intención del modelo es satisfacer la demanda pico de potencia, la demanda de energía ajustada se convierte en demanda de potencia eléctrica pico por medio del factor de conversión FC en MW.

$$D^p(t) = D_a\,(t) * FC \tag{6}$$

Del análisis histórico de datos durante el periodo de emulación, una relación del 30% entre la demanda de energía y la demanda máxima de potencia o demanda pico, definen el factor de conversión en.

$$FC = 1.3 * \frac{1000MW}{1GW} * \frac{1}{720h} \tag{7}$$

$D^p(t)$: Demanda de potencia eléctrica pico en MW/mes para un periodo de tiempo t

Dado que se tiene un mercado principal con tres áreas, se debe especificar la demanda de cada una de las áreas, permitiendo de esa forma configurar escenarios de demanda en las áreas del mercado principal, la demanda del mercado principal será entonces la agregación aritmética de las demandas de las áreas que lo conforman.

$$D_i(t) = \sum_j D_{ij}(t) \tag{8}$$

$D_i(t)$: Demanda de energía del mercado i en el tiempo t en GWh/mes
$D_{ij}(t)$: Demanda de energía del país i en el área j en GWh/mes.

La tasa de crecimiento de la demanda permite configurar escenarios de demanda de potencia para analizar la seguridad en el suministro de cada mercado y la autonomía energética de cada país.

De otro lado, la elasticidad es una variable que permite incorporar la participación de la demanda más activamente en el mercado, es decir, políticas de integración de la demanda y su participación en el mercado eléctrico pueden ser evaluadas bajo el modelo de demanda desarrollado.

6.4 Modelo de despacho de energía

El modelo de despacho de las plantas de generación es precisamente el modelo de formación del precio. En este caso, se consideró un despacho económico ideal, es decir, las diferentes plantas de generación fueron agregadas por tecnología, y cada tecnología presenta una oferta en cantidad y precio, en este caso igual al valor de precio correspondiente a la curva de oferta según la cantidad ofertada.

La cantidad de energía definida en la oferta por una tecnología, corresponde a la agregación de las cantidades por área o por país según sea el caso. Tal como se presentó en el modelo de oferta descrito en párrafos anteriores.
La demanda considerada a ser satisfecha es la demanda pico, por dos razones, cubre cualquier nivel de demanda presentado, y además, en el periodo de tiempo de máxima demanda es precisamente donde ocurre un mayor precio de la energía eléctrica.

Con el cruce entre la oferta, ordenada por mérito (de menor a mayor precio) y la demanda se obtiene el precio marginal del sistema, en cuyo caso, es el precio de la energía que el modelo desarrollado determina.

Luego de lo anterior, el modelo, considera las interconexiones internacionales, donde el precio internacional es para efectos de los intercambios comerciales de energía y no para liquidación de transacciones asociadas al mercado nacional. Es decir, el precio internacional no genera cambios en el precio nacional del país exportador obtenido por el despacho económico ideal.

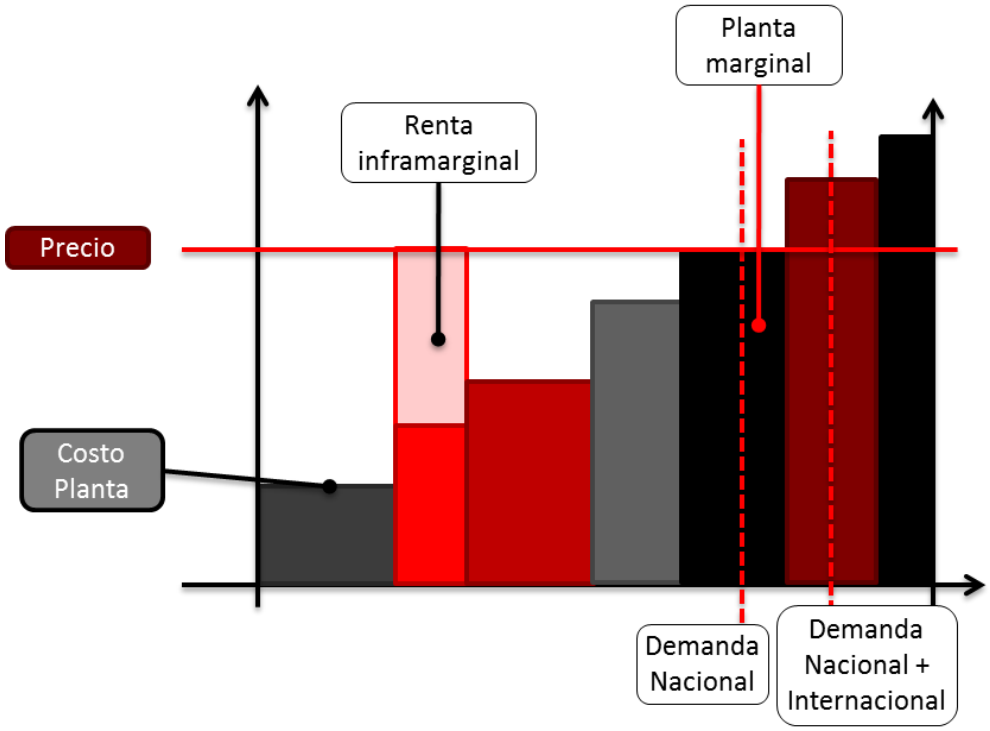

Figura 28 Esquema de formación del precio (IEB, 2013)

El modelo de despacho desarrollado soporta la evaluación de políticas energéticas de integración de fuentes de energía no convencionales al mercado por medio de su impacto en el precio. De igual forma, permite valorar económicamente el impacto de cambios en la oferta y cambios en la demanda, como consecuencia de la implementación de políticas e incentivos de lado de la oferta o de la demanda respectivamente, bajo escenarios de precios de los combustibles y disponibilidad de las plantas de generación, frente a escenarios de comportamientos de la demanda.

6.5 Modelo de intercambios de energía entre áreas.

Tener un mayor detalle sobre el funcionamiento del mercado y su sistema eléctrico, fue una de las razones por las cuales se decidió desarrollar un modelo que incluyera áreas operativas e intercambios de energía entre ellas, en comparación con los modelos clásicos de éste tipo que utilizan un nivel de agregación nacional.

La línea de transmisión o conjunto de líneas que conforman la interconexión entre dos áreas pueden ser de diferente longitud, operar a diferentes niveles de tensión y capacidad y tener diferentes configuraciones, circuito sencillo, o doble circuito. En esta tesis, cuando se hace referencia a la interconexión se entenderá como el conjunto de líneas que la conforman el cual agrega una capacidad de transferencia igual a la sumatoria de las capacidades de cada una de las líneas de transmisión que conforman la interconexión.

$$CTI_{ij} = \sum_{k=1}^{n} CTI_{ijk} \tag{9}$$

CTI_{ijk}: La capacidad de transferencia de la línea de transmisión k que conforma la interconexión entre i y j.
n: el número de líneas que conforman la interconexión entre i y j.

En el sistema físico, las áreas operativas están interconectadas por medio de líneas de transmisión de energía eléctrica, dichas líneas de interconexión fueron modeladas por medio de niveles de capacidad de transferencia, supuesto de comportamiento de las líneas a saber.

Las líneas de transmisión poseen una capacidad de transporte, la cual se define en términos de sus variables eléctricas, el nivel de tensión, y el calibre del conductor que la conforma, la distancia entre los cables, el cual tiene asociado un nivel de aislamiento térmico y un nivel de capacidad de transporte de corriente eléctrica específico. Dicha capacidad tiene asociado dos límites, el límite de importación y el límite de exportación de energía, los cuales pueden ser diferentes dependiendo de los nodos y sistemas eléctricos que interconecta la línea. En este caso se asumió que los límites de importación y de exportación son iguales a la capacidad de transferencia de la línea.

$$CTI_{ij}(t = 0) = LI_{ij} = LE_{ij} \tag{10}$$

$CTI_{ij}(t = 0)$: Condición inicial de la capacidad de transferencia de la interconexión entre i y j ; i, j: Áreas del sistema

LI_{ij}, LE_{ij}: Límite de importación y exportación de la interconexión entre i y j

La capacidad disponible de la interconexión depende de múltiples causas, las descargas atmosféricas, la operación y el mantenimiento de los elementos de la interconexión, entre otros. Estas causas son agregadas por medio de un factor de disponibilidad tal como se presenta en la siguiente ecuación.

$$CTID_{ij}(t) = CTI_{ij}(t) * FDI_{ij} \tag{11}$$

El factor de disponibilidad de la interconexión FDI_{ij} puede ser calculado en función de los valores históricos de las salidas de la línea, y las probabilidades de falla de la misma, o bien aquellos definidos por el regulador en las metas de confiabilidad del sistema.

El intercambio de potencia P entre el área A_1 y el área A_2 es función de la capacidad de la línea de interconexión entre las áreas C, el excedente de potencia en el área exportadora $O_2 - D_2$ y la necesidad de potencia del área importadora $D_1 - O_1$, tal como se presenta en la Figura 29.

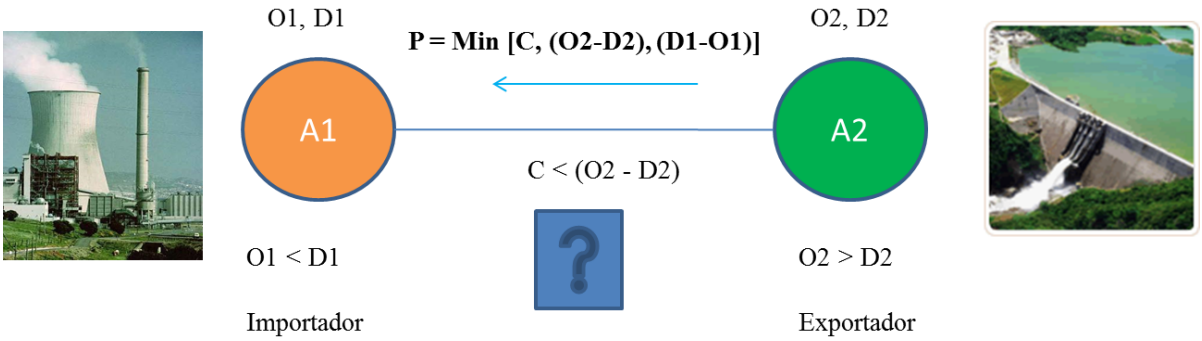

Figura 29 Transferencia de potencia entre áreas

La definición de área importadora o exportadora es resultado del balance entre la oferta y demanda del área.

A modo de ejemplo, la Figura 29 muestra dos áreas, una predominantemente térmica A_1 y la otra hidráulica, suponiendo un exceso de potencia en el área A_2 y un déficit en el área A_1, por el criterio de seguridad en el suministro la potencia se transferiría de A_2 hacia A_1. La capacidad de transferencia de la interconexión se ve afectada por su crecimiento así.

$$CTI_{ij}(t) = CTI_{ij}(t-1) + NCTI_{ij}(t) \tag{12}$$

La nueva capacidad de transferencia de la interconexión entre i y j en el tiempo t $NCTI_{ij}(t)$, es resultado de la decisión de expansión y obedece al criterio de seguridad en el suministro. El modelo desarrollado para el mercado principal incluyó tres áreas, en este sentido, los intercambios entre el área considerada como central y las dos vecinas al igual que en el caso anterior es función de la capacidad de interconexión, los excedentes y el déficit.

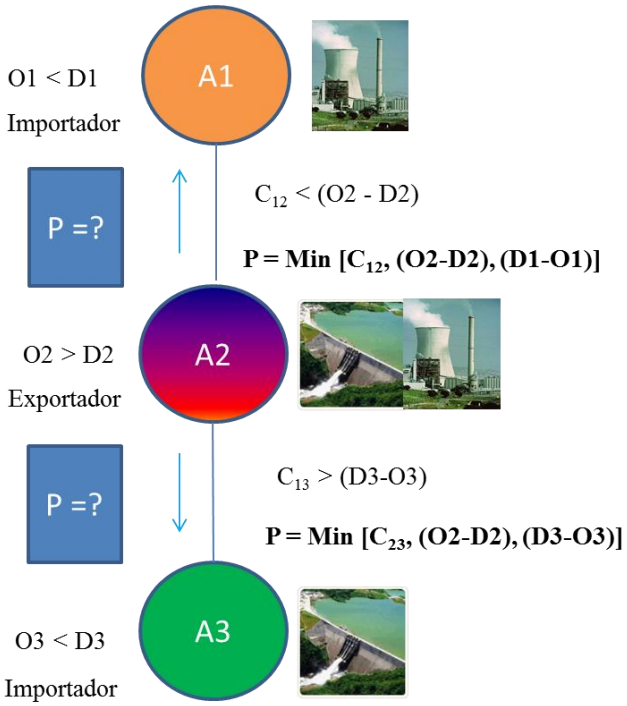

Figura 30 Intercambios de Potencia entre tres áreas

Para determinar la potencia que se transfiere de un área a otra se debe en primer lugar realizar el balance eléctrico local para determinar si el área es exportadora o importadora. En segundo lugar, debe determinarse la potencia que se puede transferir entre dos áreas, tal como se presentó en las ecuaciones anteriores.

Finalmente, distribuir la potencia del área exportadora a las áreas importadoras según un criterio o nivel de prioridad, en este caso se utilizó un orden de prioridad, siendo el área 1 de mayor prioridad que área 3.

El orden de prioridad representa el nivel de importancia del área dentro de un esquema de garantía del suministro eléctrico a nivel nacional.

Con simples cambios en el orden de prioridad el modelo permite evaluar por medio de simulación políticas de seguridad en el suministro, políticas regionales de atención de demanda, entre otras.

6.6 Modelo de intercambio de energía entre países

La interconexión entre países está determinada por las líneas de transmisión, al igual que en las áreas, sin embargo, la determinación de los intercambios es función de los precios de mercado, tal como es especificado para el esquema de integración establecido.

En esta investigación se implementó el esquema de integración de transacciones de energía de corto plazo entre Colombia y Ecuador, definido como TIE´s, siendo este un caso particular del marketing coupling. El país exportador será aquel cuyo mercado presenta el menor precio y la cantidad de potencia disponible para la exportación o requerida para la importación, esto como resultado del balance eléctrico de cada país.

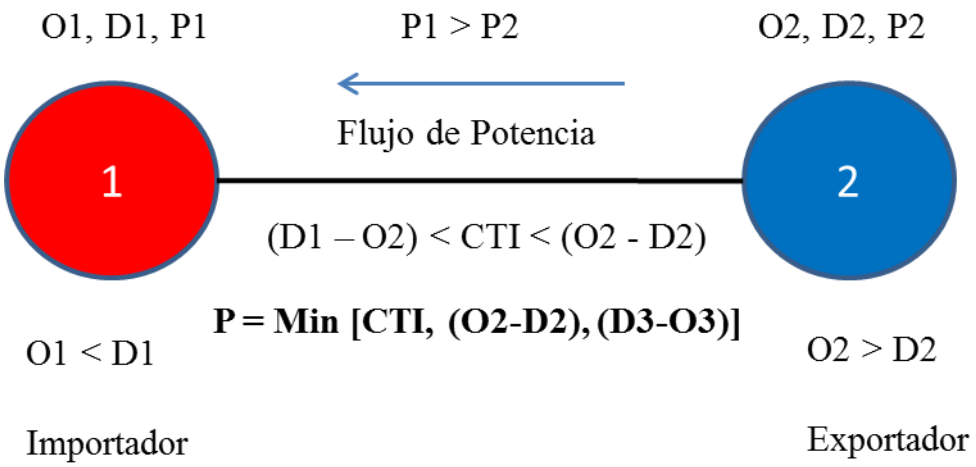

Figura 31 Intercambio de potencia entre dos países

La potencia intercambiada es función de la capacidad de la interconexión, el excedente del país exportador y el déficit del país importador y principalmente, de la oportunidad económica, es decir, de la diferencia entre los precios.

Como los intercambios de potencia entre los países pueden obedecer a criterios de seguridad, pero también al de oportunidad económica, es posible que ambos países no requieran o presenten déficit de potencia en su mercado nacional, pero por definición del esquema de intercambio, cada país debe realizar una oferta que se compone básicamente de dos elementos, la oferta de importación y la oferta de exportación.

Esto quiere decir, cada país oferta una cantidad y un precio de exportación, así como también, una cantidad y un precio para la importación. La oferta de importación sería entonces,

$$QI_i = Máx\,[(D_i - O_i), 0]$$
$$PI_i = P_i + CI_i \qquad (13)$$

QI_i: Cantidad de potencia ofertada para importación

PI_i: Precio de importación del país i

P_i: Precio de la energía en el mercado nacional del país i

CI_i: Cargos del país i por utilización de la interconexión para importación. La oferta de exportación sería entonces,

$$QE_i = Máx\ [(O_i - D_i), 0]$$
$$PE_i = P_i + CE_i \tag{14}$$

QE_i: Cantidad de potencia ofertada para Exportación
PE_i: Precio de importación del país i
P_i: Precio de la energía en el mercado nacional del país i
CE_i: Cargos del país i por utilización de la interconexión para exportación

Tanto la oferta para importación y aquella para exportación pueden configurar diferentes elementos estratégicos de oportunidad económica, distintos a la eficiencia económica, equidad y seguridad en el suministro. Para la definición de la oferta de importación y exportación en el modelo desarrollado, primaron los criterios de seguridad y eficiencia, debido a que estos son criterios que dan origen a los intercambios entre los mercados de electricidad.

La cantidad de potencia intercambiada entre los dos países se determina de la siguiente forma. Primero se realiza la comparación de los precios, con lo cual se define el sentido del flujo de potencia, se determina la cantidad que se puede transferir, en función de la capacidad de la interconexión, las cantidades de importación y exportación en consistencia con el sentido del flujo de potencia establecido y las ofertas realizadas.

$$Si\ PE_i < PI_j\ \ entonces\ la\ Potencia\ va\ desde\ i\ hasta\ j$$
$$PT_{ij} = Min[QE_i, QI_{j,} CAPI_{ij}] \tag{15}$$

$$Si\ PE_i > PI_j\ \ entonces\ la\ Potencia\ va\ desde\ j\ hasta\ i$$
$$PT_{ji} = Min[QE_j, QI_{i,} CAPI_{ij}] \tag{16}$$

La cantidad de potencia a distribuir desde el país exportador a los países importadores, se realiza en función del criterio de oportunidad económica, es decir, aquel país con el mayor precio tiene la mayor asignación de potencia o lo que es lo mismo, la mayor priorización de atención.

La cantidad de potencia para la importación por parte de un país entra en competencia con la de otro país importador, en el caso que el país exportador no cuenta con suficiente potencia para atender ambos requerimientos, con lo cual la priorización de atención define la asignación de cantidades.

Cambios en la definición de los intercambios es precisamente la forma a través de la cual se pueden evaluar políticas de integración de mercados eléctricos bajo la consideración de diferentes esquemas de integración. Es por eso que, el modelo desarrollado sirve para probar y evaluar por simulación el impacto de un esquema de integración particular, que considere ofertas de importación y exportación.

6.7 Rentas de congestión

Las rentas de congestión se derivan de los intercambios entre los países, y se calculan de la siguiente forma.

$$RC_{ij} = \left(PT_{ij}\right) * ABS\ (PE_i - PI_j) \tag{17}$$

RC_{ij}: Rentas de Congestión derivadas de los intercambios entre i y j
$ABS\ (PE_i - PI_j)$: Renta inframarginal (diferencia) entre los precios i y j

La distribución de las rentas de congestión entre el país i y el país j se define como lo estipula el esquema de intercambios entre ambos países, un porcentaje para el país i y otro para el país j.

El modelo desarrollado permite configurar diferentes porcentajes de distribución de las rentas, con lo cual, diferentes esquemas de integración pueden probarse.

6.8 Beneficios ambientales

Otro de los beneficios de la interconexión medido a través de los intercambios de potencia es el beneficio ambiental, el cual está determinado por la reducción de emisiones de gases efecto invernadero, específicamente, dióxido de carbono (CO_2).

Se parte del principio que la potencia intercambiada genera para el país importador reducción de emisiones por menor generación de potencia con fuentes costosas o a base de combustibles fósiles.

Cada tecnología de generación tiene un factor de emisión por unidad generada, en este sentido, la tecnología de la planta de generación marginal en el mercado nacional del país importador es desplazada por la importación en proporción a la cantidad de potencia intercambiada, siendo este un medio por el cual se pueden evaluar políticas de integración de energías limpias o renovables al mercado, por medio de su contribución a la reducción de emisiones de CO2.

Tabla 3 Factor de emisión de CO2 por tecnología (UPME, 2015a)

Tecnología	**Factor de emisión (ton CO_2 / kWh)**
Gas	0,4554
Carbón	0,9147
Fuel Oil	1.2282

Se presenta a continuación los diferentes modelos implementados para la expansión de la capacidad de generación, la capacidad de interconexión entre áreas y la capacidad de interconexión entre países.

6.9 Modelo de Expansión de la Generación

El modelo de expansión de capacidad de la generación se basa en un modelo de decisión de inversión definido por el instante de tiempo en el que se realiza la inversión y la cantidad de potencia a construir. El instante de tiempo a partir del cual se realiza la inversión es definido en función de la oportunidad económica del agente, en este caso bajo la rentabilidad esperada, fórmula que se presenta a continuación.

$$RE = \frac{CMg - C^T}{C^T} \tag{18}$$

Donde,

RE: Rentabilidad esperada

C^T: Costo de la tecnología T

CMg: Costo Marginal del Sistema

El CMg es resultado del despacho y es igual al valor ofertado por la última tecnología que satisface la demanda.

El C^T es el costo de la tecnología T, específicamente, costos variables de AOM.

La función de inversión se base entonces en la Rentabilidad Esperada (RE)

$$\begin{aligned} I\,\{1 \quad & RE \geq WACCg \\ I\,\{0 \quad & RE < WACCg \end{aligned} \tag{19}$$

$WACCg$: Tasa de oportunidad del generador o costo medio ponderado de capital (Weighted Average Cost of Capital). Es de precisar que dicho análisis para la inversión se realiza de forma anual.

La cantidad de potencia u oferta de capacidad que se construiría depende del criterio de seguridad en el suministro, el cual está dado por el margen de reserva. Es común encontrar la definición del margen de reserva en función de la capacidad instalada en el sistema y la demanda de potencia máxima.

$$MR_P = \frac{(CAPI_P - D_P)}{D_P} * 100\% \tag{20}$$

MR_P: Margen de Reserva de potencia (%)
$CAPI_P$: Capacidad Instalada de Potencia en todo el sistema (MW)
D_P: La demanda de Potencia Máxima (MW)

Una modificación sobre la variable capacidad utilizada en la determinación del margen de reserva debe ser considerada, en lugar de la capacidad instalada se debe utilizar la capacidad disponible.

$$CAPD_P = \sum CAPI_P^T * DISP_P^T \tag{21}$$

$CAPD_P$: Capacidad disponible de potencia (MW)
$CAPI_P^T$: Capacidad Instalada por Tecnología (MW)
$DISP_P^T$: Disponibilidad de potencia por Tecnología (%)

En el modelo de simulación desarrollado se usó la definición del margen de reserva en función de la capacidad disponible.

Otra forma de obtener el margen de reserva es en función de la energía, demanda de energía y generación de energía lleva a la siguiente fórmula.

$$MR_E = \frac{(G_E - D_E)}{D_E} * 100\% \tag{22}$$

MR_E: Margen de Reserva en Energía; G_E: Generación de Energía (GWh); D_E: Demanda de Energía (GWh)

$$G_E = \sum_{j=1}^{n} \sum_{T=1}^{m} G_j^T \tag{23}$$

G_j^T: Generación por Tecnología (T) y por Área (j)

Es de precisar que el análisis para la expansión se realiza de forma anual y utilizando la fórmula de Margen de Reserva de Potencia considerando la disponibilidad de la misma. Si el Margen de Reserva es menor al criterio de seguridad en el suministro $\mathrm{MR} < \mathrm{SP}$, se construye la capacidad igual a la diferencia entre el criterio de seguridad en el suministro y el Margen de Reserva multiplicado por la demanda de potencia del sistema.

$$CAPD_P = \sum (CAPI_j^T + CAPC_j^T) * DISP_P^T \tag{24}$$

$CAPI_j^T$: Capacidad de potencia instalada de la tecnología T en el área j

$CAPC_j^T$: Capacidad de potencia en construcción de la tecnología T en el área j

$DISP_P^T$: Factor de disponibilidad de potencia de la tecnología T

$$\begin{gathered} MR_P = \frac{(CAPD_P - D_P)}{D_P} * 100\% \\ si\ MR < SP\ entonces \\ CAPC_j^T = (SP - MR) * D \\ sino\ no\ haga\ nada \end{gathered} \tag{25}$$

6.9.1 ¿Cuál tecnología de generación debe ser construida?

Una vez definido que la atención de los requerimientos de la demanda que promueven la expansión deben ser cubiertos por medio de la generación local y no por medio de la interconexión, se realiza una comparación de los costos de inversión de cada una de las tecnologías de generación y la rentabilidad derivada de la renta inframarginal entre dichos costos y el precio de mercado, tal como se presentó anteriormente para el cálculo de la rentabilidad.

$$si\ la\ \ RE^T \geq WACCg\ entonces\ la\ tecnología\ T\ es\ rentable$$

En la realidad del mercado de electricidad, un inversionista para definir el momento de inversión y la cantidad de capacidad de generación a construir de una cierta tecnología, realiza un análisis energético de disponibilidad del recurso primario, un análisis eléctrico de despachabilidad o estimación de la generación de la planta, y un análisis económico de los beneficios para el sistema, así como también, un análisis financiero de rentabilidad del proyecto de inversión, entre otras consideraciones.

En este caso, se modeló, parte del análisis financiero vía rentabilidad para definir el momento de inversión y luego se pasó a definir la cantidad a construir de cada tecnología, la cual es resultado de la comparación entre las necesidades de capacidad de generación y los límites de construcción de capacidad para cada tecnología.

Cada tecnología de generación tiene límites para la construcción de capacidad impuestos por eficiencia, límites correspondientes a la mínima capacidad que se construye y a la máxima capacidad por planta. Arreglos de las unidades de generación determinan la capacidad de las plantas, las cuales obedecen a un mínimo y un máximo de capacidad comercial disponible. Esta información puede ser obtenida del análisis del mercado y la disponibilidad comercial de las plantas de generación para su máximo nivel de eficiencia, por ejemplo la curva de costos medios de cada tecnología de generación.

Lo anterior quiere decir que, si el requerimiento de expansión impuesto por la demanda es de X (MW) pueden darse dos casos. Que un solo tipo de tecnología cubra los requerimientos dentro de sus límites o que varias tecnologías cubran dicho requerimiento de potencia X (MW) para el sistema.

La construcción de capacidad por medio de la categoría denominada renovables es desagregada en sus dos componentes debido a sus condiciones específicas.

La expansión en renovables propiamente dicha como eólica o solar, es un asunto de política energética, y por lo tanto, un factor de construcción de renovables en función de la capacidad instalada es el mecanismo modelado.

$$PC^T = CAP^T * FC^T \tag{26}$$

PC^T: Potencia a construir por tecnología T; CAP^T: Capacidad instalada por tecnología T
FC^T: Factor de construcción por tecnología T

$$FC^R = \sqrt[2]{FC^a * FC^m} \tag{27}$$

FC^a: Factor de construcción de las energías alternativas Eólica y Solar.
FC^m: Factor de construcción de las plantas menores

El otro componente de ésta categoría son las plantas menores, cogeneración y autogeneración, en cuyo caso, la principal participación es de plantas menores hidroeléctricas, las cuales obedecen a un criterio de explotación del recurso hídrico y otro de oportunidad económica. En este sentido, un análisis de la tasa histórica de construcción de dicha capacidad en el mercado determina el factor de construcción de este tipo de tecnología, cambios estructurales sobre la tendencia, son consecuencia de una política energética de desarrollo y penetración de nuevas tecnologías como las Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER) en el sistema, políticas que pueden ser evaluadas por medio de este modelo de simulación.

6.9.2 Ubicación de la expansión de la generación en el mercado principal

Debido a que, los mercados vecinos fueron modelados de forma agregada a nivel nacional, no existe definición de una ubicación específica para la expansión de la generación. A diferencia de lo anterior, el mercado principal fue modelado por medio de tres áreas, en las cuales reposa generación.

Las áreas presentan una característica fundamental en términos de recursos primarios, así pues en el Norte prima la generación térmica y por ello desarrollo de proyectos de expansión térmica e inclusive políticas energéticas de apropiación de tecnología renovables pertenecería ésta área. Aunque el área central cuenta con disponibilidad de generación hidroeléctrica y térmica, la ubicación de proyectos de expansión de tipo hidroeléctrico se localizarán en la el área central o eventualmente en el área Sur del mercado principal.

Lo anterior corresponde a ubicación del proyecto de generación correspondiente para la atención de la demanda internacional, el desarrollo de proyectos de generación para la atención de la demanda nacional tiene otra dinámica la cual se presenta a continuación.

Cada una de las tres áreas consideradas en el mercado principal tiene una oferta y una demanda de potencia, luego el déficit de potencia en el área configura un requerimiento de generación en el área y la tecnología es seleccionada por medio de las características principales del área, es decir, generación térmica en el Norte, generación hidráulica en el Centro y el Sur.

La parametrización de las áreas en el mercado principal puede ser distinta, es decir, cambiar la vocación del área en función de los recursos reales, así un área que por defecto se consideró térmica como el Norte puede ser configurada como un área hidráulica y viceversa. Este es un mecanismo por medio del cual se pueden configurar escenarios de expansión de la oferta o parametrizar áreas de oferta para aplicar el modelo en el análisis de otros mercados eléctricos en el mundo.

6.10 Modelo de Expansión de la Interconexión

La expansión de la capacidad de la interconexión fue definida en términos de la eficiencia económica. Se compararon los costos de cubrir el déficit con generación local y con la expansión de la capacidad de interconexión, si éstos últimos son menores a los primeros entonces se construía nueva capacidad para aumentar la capacidad de la línea de interconexión.

$$si\ CEGL\ (t) > CEI(t)$$
Entonces, expandir CI (28)
Sino, construir Generación Local

Para definir los costos de expansión de la interconexión se pueden considerar una configuración típica de las líneas de interconexión existentes en los mercados objeto de estudio.

6.10.1 Dilema de la expansión

Uno de los problemas que enfrentan los mercados de electricidad y la integración corresponde a un problema de decisión, expandir la interconexión o la generación local.
Al ser un problema de decisión se utilizan diferentes criterios para la selección, entre los criterios más comúnmente utilizados se encuentran: la seguridad en el suministro, la confiabilidad, la calidad, la eficiencia y la equidad, los cuales se presentan a continuación considerando la definición que comúnmente se encuentra en la normativa sobre ellos (Resolución CREG 025 de 1995).

- La seguridad en el suministro hace referencia a la cantidad de potencia que debe ofrecer el sistema para satisfacer la demanda en todo instante.
- La confiabilidad en el suministro se refiere a la probabilidad de que dicho suministro se realice durante un determinado tiempo.
- La calidad obedece a dos puntos de vista, la calidad de la potencia y la calidad del servicio. En el caso de la potencia, se refiere a las características eléctricas que deben cumplirse para que el sistema funcione correctamente, y la calidad del servicio hace referencia a la disponibilidad de los equipos para garantizar la confiabilidad requerida de funcionamiento.
- La eficiencia se consideró desde dos puntos de vista, el primero energético, es decir, aprovechamiento eficiente de los recursos. Si existe generación local que se puede aprovechar para satisfacer el déficit de un área vecina, se aprovecha al máximo su disponibilidad, en segundo lugar, se consideró, el límite de la capacidad existente de la interconexión entre las áreas. La eficiencia económica, vista desde la

expansión con menor costo, es decir, se expande la interconexión si es menos costosa que expandir la generación local.

- La equidad hace referencia a la distribución equitativa de los beneficios, como es de forma específica la distribución de las rentas de congestión por iguales partes en el caso colombiano y ecuatoriano.

Qué se debe expandir, la generación local o la interconexión? La respuesta resulta simple si se considera la estructura del mercado y las expectativas de los interesados.

La generación es un mercado en competencia, mientras que la transmisión es un monopolio regulado, dos plantas de generación pueden estar en competencia para atender la misma demanda local, sin embargo, no se construyen dos redes para que compitan por transportar la misma potencia eléctrica dentro de la misma área geográfica. Estas características de competencia y monopolio regulado son las que han determinado técnicamente la expansión, primando el criterio de eficiencia económica sin desconocer las demás dimensiones que condicionan el desarrollo de la integración, presentadas en el capítulo 5 de este documento.

Se diseñó un algoritmo basado en un conjunto de reglas para solucionar éste dilema de expansión, atender el déficit con el desarrollo de nueva capacidad de generación a nivel local o con la expansión de la capacidad de interconexión. En el modelo desarrollado se implementó como regla el cumplimiento del criterio de eficiencia que se describe a continuación. El algoritmo que se implementó para resolver el dilema de expansión fue el siguiente:

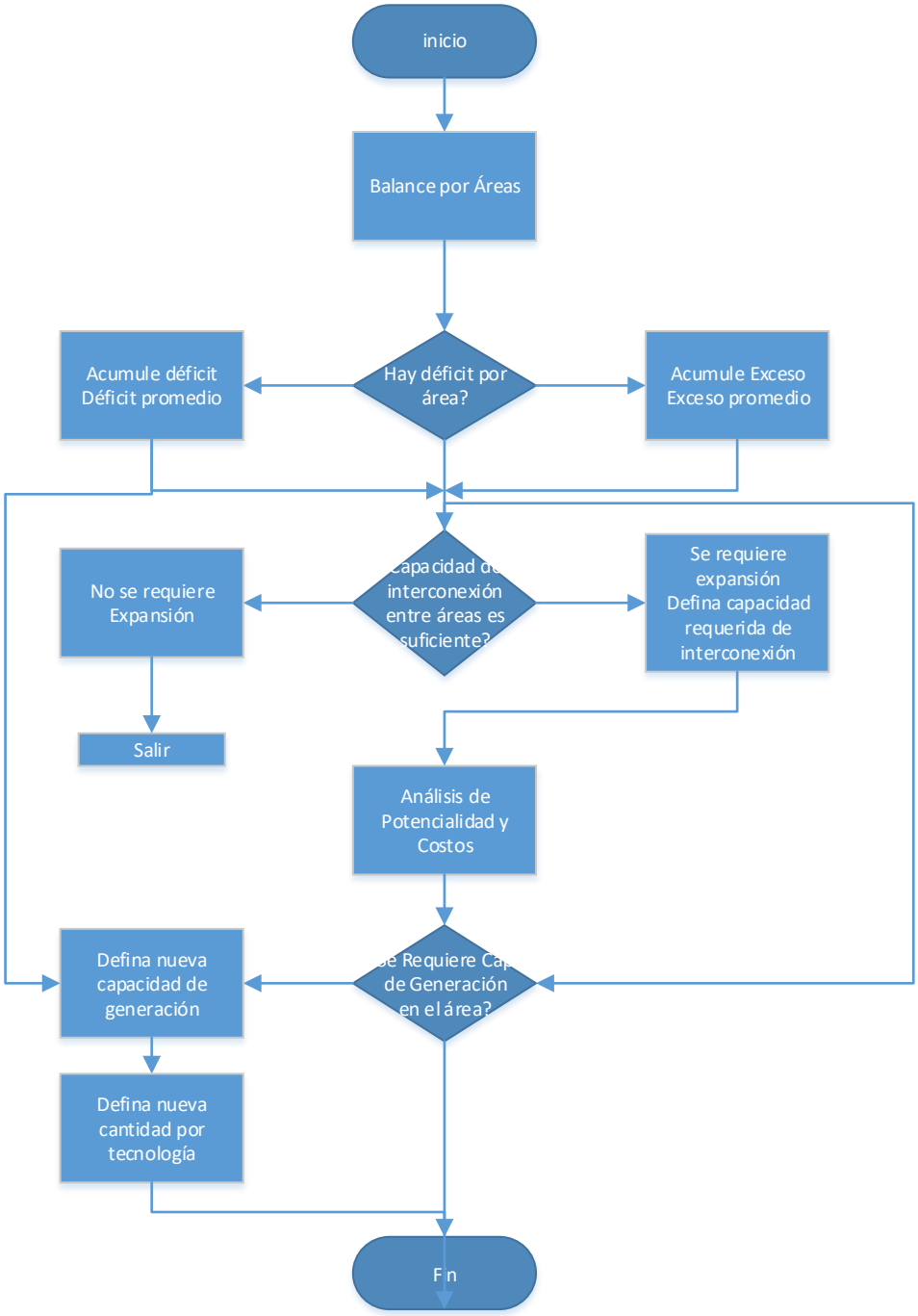

Figura 32 Diagrama de Flujo sobre una forma de resolver el dilema de la expansión.

Para mayor claridad se presenta a continuación el detalle del diagrama de flujo anterior.

Inicio

Realice análisis de déficit y exceso de potencia en cada área por medio de la ecuación de balance eléctrico entre la oferta y la demanda de potencia. Considere para tal propósito la demanda máxima de potencia y la oferta por medio de potencia disponible. De éste análisis se obtiene como resultado déficit y exceso de potencia por área.

Acumule el déficit y obtenga al final de un año, el déficit promedio.

Verifique si existe exceso de potencia en el área vecina con el cual se satisface completamente el déficit promedio.

Verifique además que la capacidad de la interconexión permite llevar la potencia requerida desde el área con exceso al área con déficit. Si es así, no se requiere expansión, de lo contrario,

Defina la cantidad requerida de nueva capacidad para la interconexión en función de la demanda no atendida, y el límite mínimo de desarrollo de capacidad de transmisión.

Si el límite proviene de la cantidad de generación en el área con exceso, defina cuál área debe incrementar su capacidad de generación, el área con déficit o el área con exceso?

Para ello, realice el análisis de potencialidad y costos, escoja aquella área con menor costo y mayor nivel de potencialidad.

Defina la cantidad a desarrollar en función del déficit promedio y la disponibilidad energética disponible.

Verifique la activación de la tecnología de generación en función del precio de la energía y los costos de producción de cada tecnología.

Si hay varias tecnologías de generación que cumplen, la cantidad de nueva capacidad de generación se distribuye ponderadamente en función de su potencialidad.

Repita esto por cada caso de análisis

Fin.

Con este algoritmo implementado en el modelo, y la forma como se define la expansión se pueden evaluar políticas energéticas de expansión, bien sea para generación o para transmisión, a nivel de interconexión entre áreas o entre países.

6.11 RESTRICCIONES

6.11.1 Modelo de Restricciones en la generación

Las restricciones en la generación son capturadas a través de la disponibilidad de la fuente primaria. En el caso hidroeléctrico, el nivel del embalse define el escenario hidrológico objeto de estudio. Valores bajos representan periodos de sequía y si son muy bajos, representan condiciones climáticas extremas como el fenómeno de El Niño. Valores altos del nivel del embalse representan periodos de lluvias o invierno, siendo extremo para la representación del fenómeno climático de La Niña.

En el caso térmico, niveles altos de disponibilidad representan condiciones normales de suministro y transporte de combustible. Por el contrario, niveles bajos de disponibilidad representan inconvenientes o restricciones en los dos elementos básicos, suministro o transporte de combustible, tal como se presentó en la ecuación (21) de capacidad disponible.

Debido a que se consideró un mercado principal constituido por áreas las condiciones de disponibilidad de las fuentes primarias pueden ser parametrizadas para cada una de ellas, sin embargo, para los mercados vecinos, la disponibilidad de las fuentes primarias es de carácter nacional.

6.11.2 Restricciones de la red

Restricciones típicas de la red están asociadas a cada uno de los elementos que componen el sistema de transmisión, es decir, líneas y subestaciones. En este sentido, capturar algunas de ellas fue objeto de estudio en esta investigación a diferencia de otros estudios similares, conformando un aporte teórico en el modelamiento de los mercados de electricidad con dinámica de sistemas.

Las restricciones de sobrecarga en los circuitos eléctricos y en el transformador de potencia, generan límites a la capacidad de transporte, es decir, energía no suministrada o demanda no atendida, es por ello que reducciones en la capacidad de transporte o de transferencia de la interconexión por medio del factor de disponibilidad permite representar este tipo de restricciones.

$$CTDI_{ij} = CTI_{ij} * FDI_{ij} \tag{29}$$

$CTDI_{ij}$: Capacidad de transferencia disponible de la interconexión entre i y j

CTI_{ij}: Capacidad de transferencia de la Interconexión entre i y j

FDI_{ij}: Factor de disponibilidad de la interconexión entre i y j

El factor de cargabilidad de la interconexión se modeló endógenamente, toda vez que mayores requerimientos de transporte de potencia por las líneas de interconexión aumentan la cargabilidad de la línea, así como nueva capacidad de la interconexión disminuye los niveles de cargabilidad.

Debe tenerse presente que, las líneas de transmisión consideradas al interior del área o país, o aquellas que definen la interconexión tienen la característica de permitir una mayor transferencia de potencia, es decir, capacidad disponible, estando sobre cargadas, pero solo durante un determinado tiempo. El cual depende de las características físicas y eléctricas de la línea.

El factor de disponibilidad por asuntos fortuitos, permite modelar el caso de atentados terroristas y derribamiento de torres por conceptos sociales, o también por eventos catastróficos de carácter natural, esto por medio de escenarios probables en el horizonte de análisis. Los casos fortuitos reducen la disponibilidad de las líneas de transmisión, es decir, la capacidad de la interconexión en su conjunto, sin embargo, el mantenimiento correctivo sobre la infraestructura, como es el levantamiento de las torres y puesta en servicio de los activos eléctricos vuelve a condiciones normales después de un tiempo, el funcionamiento de las líneas que definen la capacidad de la interconexión.

En ambos casos, la reducción de sobre cargas en los elementos del sistema de potencia y el levantamiento de las torres de transmisión dependen de dos factores, el tiempo requerido para llevar a cabo el mantenimiento correctivo y la decisión de hacerlo.

El razonamiento descrito anteriormente para la línea de interconexión, también aplica para la capacidad de transmisión a nivel local, es decir, para la red considerada dentro de cada área y para la red eléctrica de un país en el caso de los mercados vecinos.

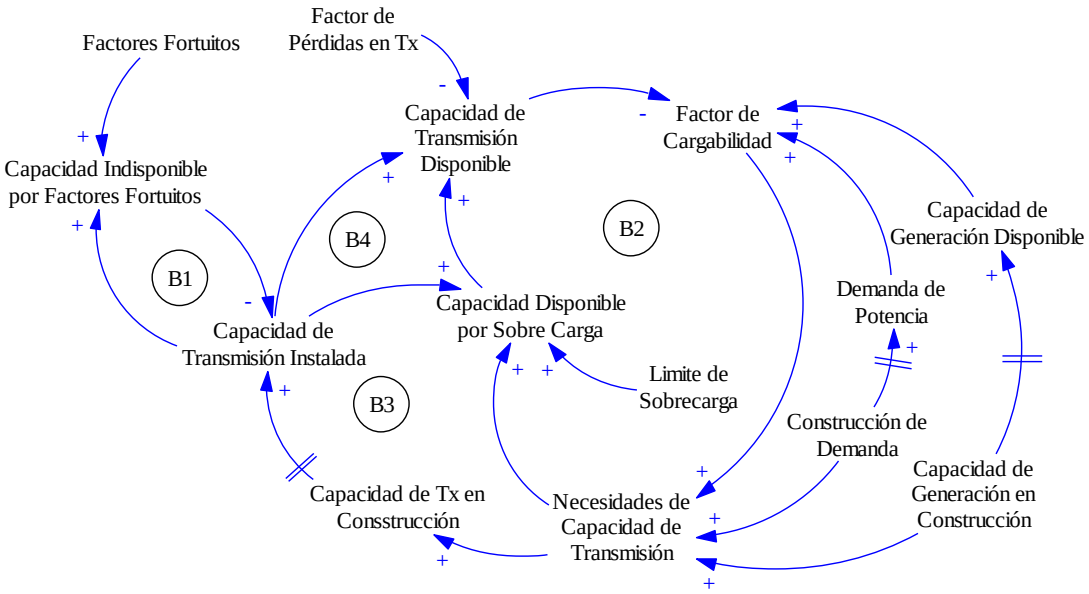

Figura 33 Capacidad de Transmisión

La nueva capacidad de generación produce requerimientos de expansión de la capacidad de transmisión, el crecimiento de la demanda de potencia lleva a construir nueva capacidad de generación, así como el nivel de sobre carga determina aumento de la capacidad también. Lo que se puede observar en la Figura 33 un sistema balanceado por medio de ciclos de control que regulan el factor de cargabilidad y permiten atender las necesidades de transporte de potencia de la generación y la demanda.

Bajos niveles de tensión en las líneas o en las barras de las subestaciones requieren generación por seguridad, es decir, plantas de generación con capacidad de realizar control automático de su generación o inyección de reactivos por medio de compensaciones son requeridas por el sistema de transmisión en corto tiempo. Debido a que el modelo desarrollado es de largo plazo, con pasos de simulación mensual, las restricciones por tensión y su alivio por medio de generación por seguridad fue modelada vía una mayor

generación de las centrales hidroeléctricas o térmicas pertenecientes al área con la restricción. Para tal propósito se utilizó una corrección al factor de producción de las centrales hidroeléctricas o térmicas según sea el caso que debe ser activado frente al evento de nivelación de tensión y determinado por el comportamiento histórico de la generación por seguridad en el mercado eléctrico.

$$FPA^T = FP^T * (1 + FGS^T) \tag{30}$$

FPA^T: Factor de producción ajustado para las plantas Hidráulicas o Térmicas;
FP^T: Factor de producción de plantas por tecnología: H hidráulica, T térmica;
FGS^T: Factor de generación por seguridad para plantas hidráulicas o térmicas.

La corrección del factor de producción puede ser ajustada con un análisis de series de tiempo para su comportamiento histórico y un análisis de correlación del comportamiento de la demanda correspondiente a la carga de la industria o a los hogares alimentados por medio de dicha generación de seguridad.

El agotamiento de la capacidad de transformación y del nivel de corto circuito de los equipos, es una restricción típica para la expansión, no fue considerada en este modelo, debido a que se asume que no existen refuerzos de red frente a la expansión del sistema para mejorar el nivel de corto circuito o disminuir el nivel de agotamiento de la capacidad de transformación.

El agotamiento de la capacidad de transporte de la línea de interconexión, tanto para las áreas como para los países integrados, se implementó por medio de requerimientos de expansión de la capacidad, frente a condiciones de competencia con la capacidad de generación local, y la cual es una decisión de inversión. El modelo entrega como resultado la evolución de la capacidad de la interconexión en función de sus requerimientos de expansión. Es de precisar que los intercambios de potencia y la expansión de la interconexión entre áreas y entre mercados, se dan por los beneficios de la integración,

siendo en el primer caso, por seguridad en el suministro y en el segundo caso adicionalmente por la oportunidad económica.

Una capacidad definida de la interconexión se ve reducida por su nivel de disponibilidad, la capacidad de generación disponible que no se puede transferir por límites en la capacidad de la transmisión o de la interconexión se considera potencia que se encuentra atrapada.

Las pérdidas del sistema de transmisión configuran restricciones al flujo de potencia, toda vez que los generadores deben producir una mayor cantidad de energía para satisfacer la demanda a grandes distancias, en este sentido, la implementación de las pérdidas se dio vía el factor de pérdidas del sistema, el cual está presente en las líneas de interconexión entre áreas y las líneas de interconexión entre países.

$$FPerI_{ij} = (1 - \%Per) \tag{31}$$

$\%Per$: Porcentaje de pérdidas eléctricas reconocidas en el transporte de energía o transferencia del flujo de potencia.

Las restricciones de la red propiciadas por eventos fortuitos como atentados a la infraestructura eléctrica limitan el flujo de potencia, restricciones que pueden ser capturadas vía el factor de disponibilidad de la capacidad de la interconexión.

$$FISI_{ij} = (1\text{-}\%FF) \tag{32}$$

$FISI_{ij}$: Factor de indisponibilidad social de la interconexión entre i y j (atentados contra la infraestructura o desastres naturales).
%FF: Porcentaje de atentados o eventos de indisponibilidad por casos fortuitos sobre la infraestructura eléctrica de la interconexión por periodo de tiempo.

Políticas de mejoramiento en la prestación del servicio de transporte de energía pueden ser parametrizadas en el modelo por medio del factor de pérdidas y el de casos fortuitos, en general por aquellos parámetros que reducen la disponibilidad de la red.

Resultado de dichas políticas generaría alivio de las restricciones de red, por ejemplo, reducción del nivel de pérdidas y del factor de indisponibilidad de las líneas, entre otras, con lo cual se presentarían mejores niveles de capacidad disponible para la transferencia de potencia y por tanto la generación atrapada o energía no suministrada se vería reducida

6.12 Conclusiones del capítulo 6

En este capítulo se presentaron de forma detallada, cada uno de los sub-modelos considerados, las variables y sus relaciones por medio de ecuaciones, funciones y algoritmos que soportan matemáticamente la implementación de la hipótesis dinámica del capítulo 5 sobre la dinámica de la integración de mercados de electricidad. La forma de estimar los parámetros y de establecer los valores de las variables en el tiempo, la forma de parametrizar los escenarios en el modelo y de implementar la toma de decisiones en el mercado en términos agregados para sus fundamentales, así como también, la forma a través de la cual se implementan las políticas y estrategias de la integración para poder evaluarlas con la simulación.

La descripción del modelo presentado en este capítulo hace numérica la representación cualitativa del modelo mental (hipótesis Dinámica) de la integración de mercados de electricidad presentado en el capítulo anterior a través de diagramas causales, en este sentido se puede concluir teóricamente que se encontró una forma cuantitativa para simular el comportamiento de los mercados de electricidad una vez se encuentran integrados y se cuenta con una herramienta para la evaluación de políticas energéticas.

7. CAPÍTULO 7 CASO DE APLICACIÓN

El caso de aplicación objeto de esta investigación fue el mercado de electricidad colombiano y su integración con los mercados de Ecuador y Panamá.

La interconexión con Venezuela no fue objeto de estudio, debido a que los intercambios de energía entre Colombia y Venezuela han funcionado básicamente por confiabilidad, y no obedecen a un esquema de mercado como en el caso de Ecuador y lo que se espera sea el funcionamiento de los intercambios con Panamá.

7.1 Condiciones iniciales de la simulación

Diciembre de 2008 es el momento de inicio para el modelo de simulación desarrollado. El periodo de tiempo correspondiente a la emulación es 2009 – 2015. La fase de simulación corresponde al periodo 2016 – 2028.

El periodo de emulación fue seleccionado para observar el comportamiento del modelo frente a fenómenos climáticos como El Niño en 2009-2010 y 2015-2016 y la Niña 2010–2011.

La fecha de finalización de la simulación corresponde al año 2028, para la cual se espera haya ocurrido el ingreso de grandes proyectos de generación y transmisión los mercados eléctricos en cuestión. Esto de conformidad con los planes de expansión en cada país, así como el cubrimiento de tres ciclos regulatorios y de adopción de nuevas tecnologías de generación.

La fuente de información para realizar la parametrización del modelo fue el sitio web del operador y planeador del sistema, así como los respectivos planes de expansión vigentes para cada país.

7.2 Descripción del caso de aplicación

El mercado de electricidad colombiano fue modelado por medio de tres áreas o zonas que agregan las 27 áreas operativas del sistema. Colombia tiene interconexión eléctrica al Sur con Ecuador, al Nordeste con Venezuela y en el futuro al Occidente con Panamá. El modelo de simulación desarrollado incluye la interconexión con Ecuador y con Panamá.

Los mercados de electricidad de Ecuador y Panamá fueron modelados cada uno como un mercado nacional, con su correspondiente oferta y demanda de energía. Las tres áreas definidas para el mercado eléctrico colombiano fueron, el Norte, el Centro y el Sur.

Cada área tiene su correspondiente oferta y demanda de energía, su capacidad de transporte y líneas de interconexión entre ellas. Los tres países fueron nombrados: País 1: Colombia; País 2: Ecuador; País 3: Panamá. Las áreas también fueron nombradas: A1: el Norte; A2: el Centro; A3: el Sur.

El Norte está conformado por el área Caribe, allí confluyen otras áreas eléctricas como son: Guajira, Cesar y Magdalena (GCM), Cerromatoso, Bolívar, Córdoba Sucre, Atlántico, Caribe 1 y Caribe 2.

El Centro agrega las siguientes áreas eléctricas nombradas por el operador del sistema: el Nordeste y el Oriente colombiano, ellas son: Antioquia - Chocó, Nordeste, Oriente y San Carlos, tal como se observa en la Figura 34.

El Sur está conformado por el área Suroccidente la cual agrega las siguientes áreas eléctricas: Tolima-Huila y Caquetá, Cauca-Nariño, Caldas, Quindío y Risaralda (CQR).

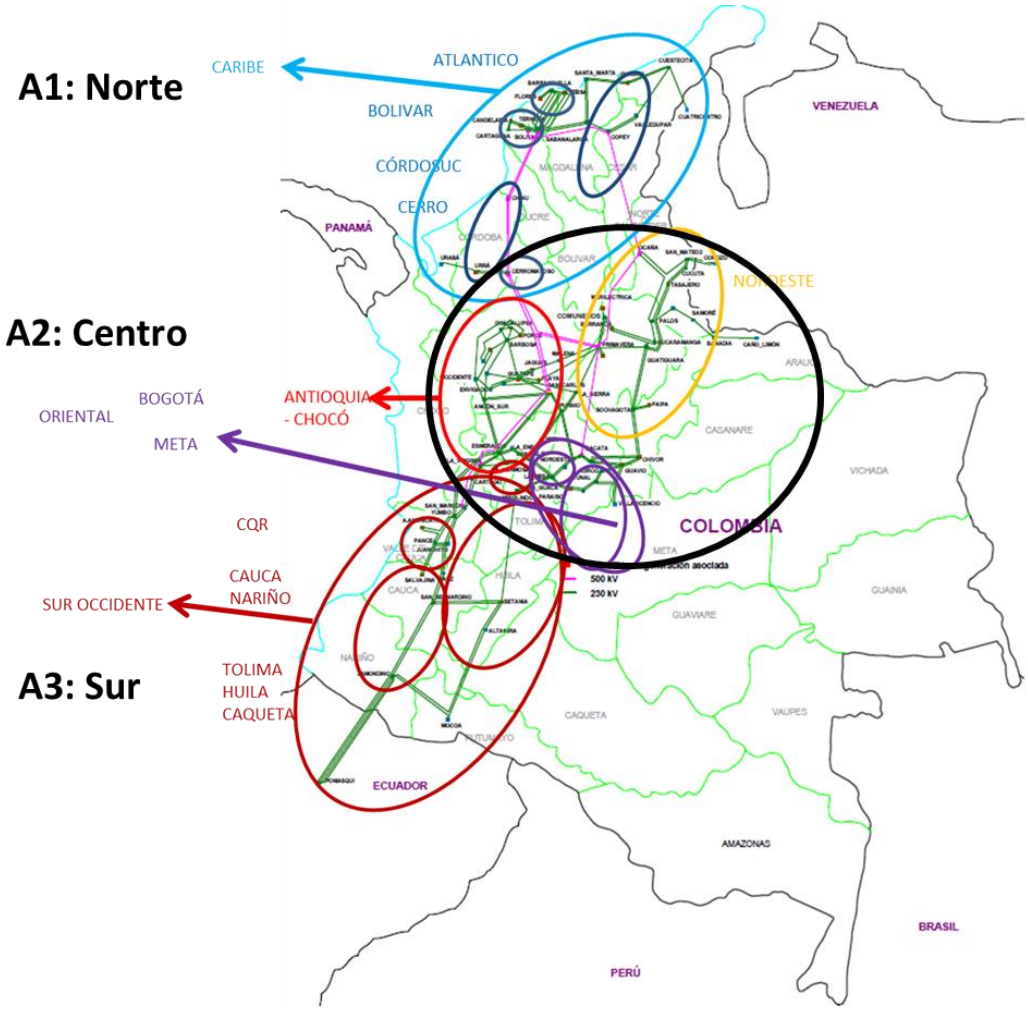

Figura 34 Áreas Eléctricas del sistema de potencia colombiano (XM, 2014; UPME, 2015a)

7.3 Oferta de energía

La capacidad instalada por área para el mercado colombiano se presenta a continuación en la Figura 35 Capacidad instalada por área. El total de capacidad en el Norte es de 2624 MW de los cuales, el 53% son térmicos a gas y 10% a carbón, 24% a líquidos el 12% hidráulicos, un 1% en renovables, específicamente la energía eólica de Jipirachi.

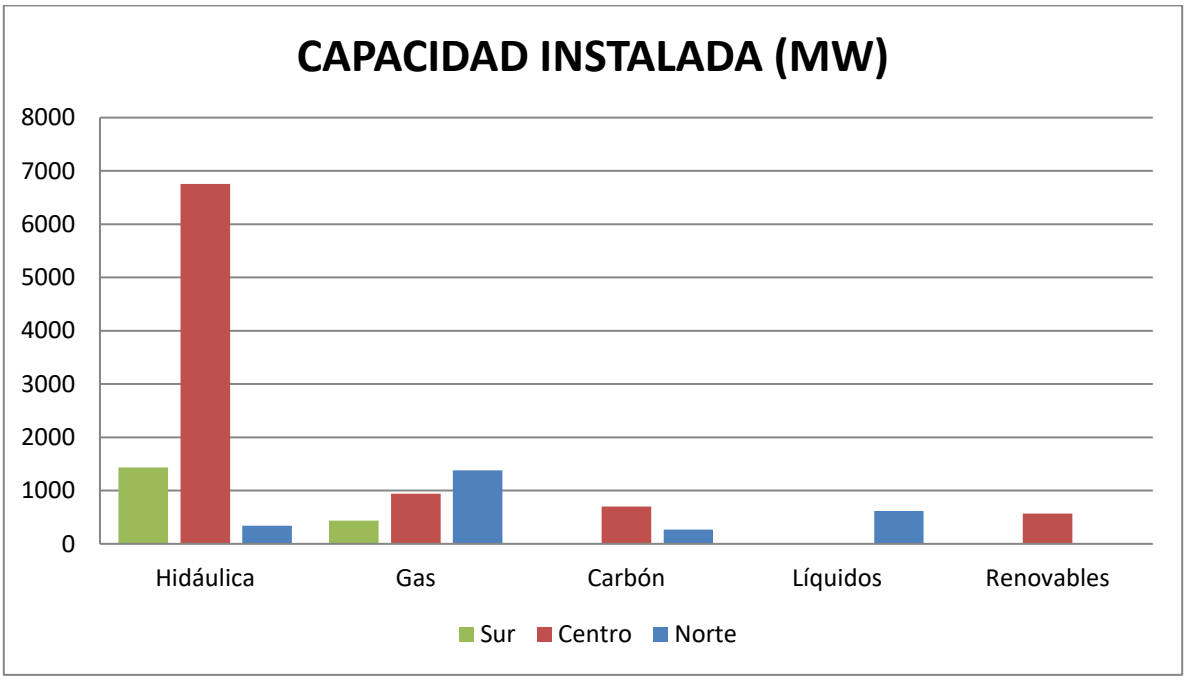

Figura 35 Capacidad instalada por área a diciembre de 2008 (XM, 2008)

Las centrales de generación que se encuentran agrupadas en el área del Norte se presentan en la siguiente tabla.

Tabla 4 Plantas de generación agregadas en el área Norte de Colombia a diciembre de 2008 (XM, 2008)

ÁREA	REGIÓN	TECNOLOGÍA	PLANTA DE GENERACIÓN	CAP(MW)
A1 COSTA	ATLANTICO	G	Tebsa	791
		G	Flores	441
	BOLIVAR	F	Cartagena	187
		F	Candelaria	314
	CARIBE	G	Proelectrica	90
	CARIBE1	F	Dorada	51
	CARIBE2	H	Urrá	338
	GCM	C	Guajira	276
		G	Barranquilla 3	127
		R	Jipirachi	18
TOTAL				**2633**

En el área del Centro se encuentra una participación por tecnología del 75% hidráulica (H), 11% a gas (G), 8% a carbón (C), y 6% renovables (R) que corresponden a las plantas

hidráulicas menores de Antioquia y Bogotá. Las plantas de generación que conforman el área del Centro son las siguientes.

Tabla 5 Plantas de generación agregadas en el área del Centro a diciembre de 2008 (XM, 2008)

ÁREA	REGIÓN	TECNOLOGÍA	PLANTA DE GENERACIÓN	CAP(MW)
	ANT-BOGOTA	R	Menores Hidro	559
		H	Guatron	512
		H	La Tasajera	306
		H	Porce II	405
		H	Guatape	560
		H	Jaguas	170
		H	Playas	201
		H	San Francisco	135
	ANTIOQUIA	H	San Carlos	1240
		H	Guavio	1200
	NORDESTE	H	Chivor	1000
		H	Paraiso	
	BOGOTA	H	La Guaca	600
		H	La Miel	396
		G	Termocentro	280
		G	La Sierra	460
	ORIENTAL	G	Merielectrica	167
		C	Tasajero	155
		C	Paipa	321
		G	Termo Yopal	50
A 2 CENTRO	NORDESTE	C	Zipa	224
TOTAL				**8941**

En el área del Sur se encuentra una participación en la capacidad instalada por cada tecnología del 77% hidráulica, y 23% de térmicas a gas. El Sur está conformada por las siguientes plantas de generación.

Tabla 6 Plantas de generación agregadas en el área Sur a diciembre de 2008 (XM, 2008)

ÁREA	REGIÓN	TECNOLOGIA	PLANTA DE GENERACIÓN	CAP (MW)
	VALLE DEL CAUCA	H	Alto y Bajo Anchicayà (ALBAN)	429
	HUILA	H	Betania	540
	CAUCA	H	Salvajina	285
		H	Calima	132
	TOLIMA	H	Prado	46
		G	Termovalle	205
A3 SUR	VALLE DEL CAUCA	G	Emcali	229
TOTAL				**1866**

13.457 MW fue la capacidad de generación instalada a diciembre de 2008 en el mercado eléctrico colombiano, distribuidos en un 63% hidráulicos, 20% gas, 7% carbón y 5% para líquidos y 5% en menores y renovables. Aproximadamente, el 20% de la capacidad de generación se encuentra en el área Norte, el 66% en el Centro y el 14% restante en el área del Sur de Colombia.

El mercado eléctrico ecuatoriano con 4.179 MW a 2008, distribuidos en 49% hidráulicos, 20% a gas, 11% vapor y 20% en motores de combustión interna. El mercado panameño con 1.465 MW, de los cuales 60% es hidráulica, 17% a gas, 10% a vapor y 13% a combustibles líquidos.

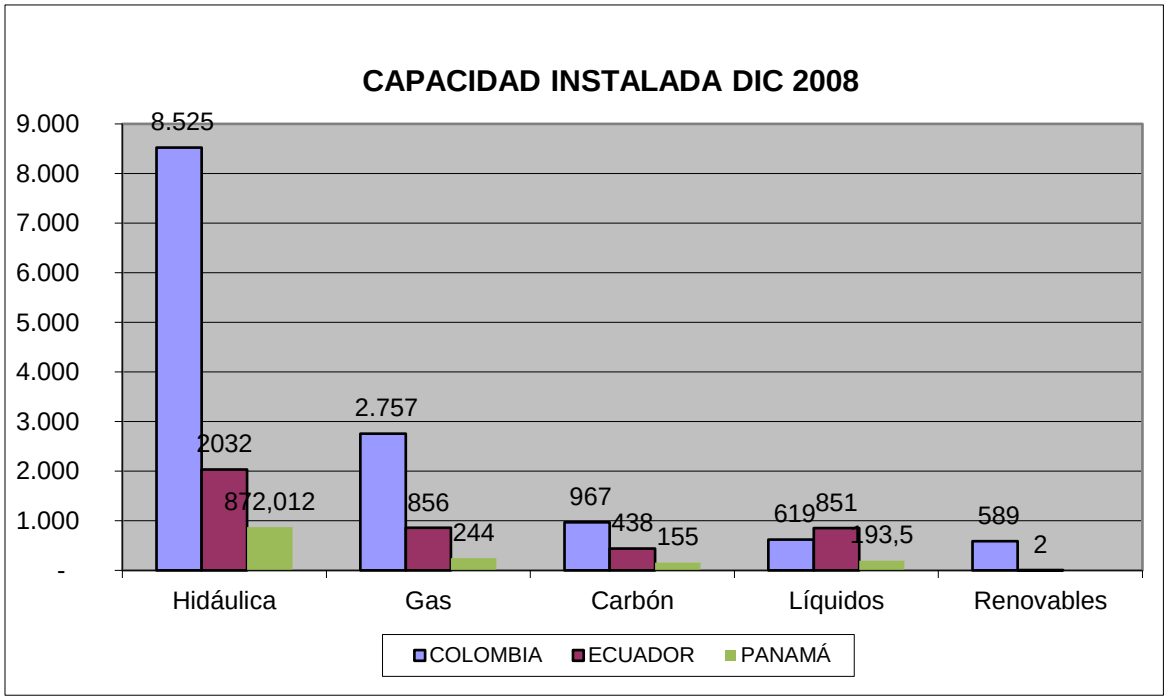

Figura 36 Capacidad instalada de generación para los tres países a diciembre de 2008

De los datos anteriores se puede tener una idea sobre el tamaño del mercado, el mercado ecuatoriano es 2.85 veces el mercado panameño, el mercado colombiano es 3.2 veces el mercado ecuatoriano y 9.2 veces el mercado de Panamá en términos de la capacidad de generación instalada.

7.3.1 Curva de oferta para plantas hidroeléctricas

Para la obtención de la curva de oferta en el caso de las centrales hidroeléctricas se consideraron los limites definidos por el regulador para las ofertas, ellos son, un límite inferior igual al valor actualizado del cargo por confiabilidad y un límite superior que es el valor actualizado del precio de escasez.

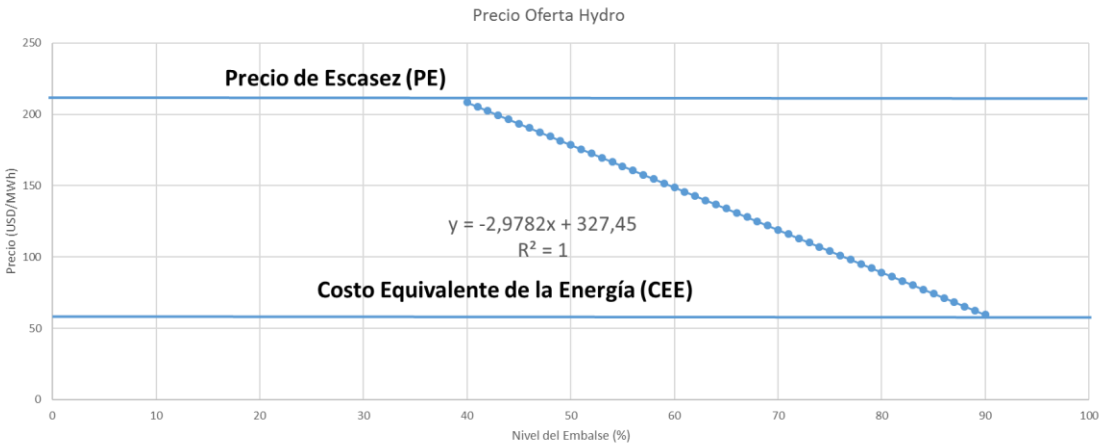

Figura 37 Relación entre el volumen útil y el precio de oferta de las centrales hidroeléctricas

La función de la curva de oferta para una central hidroeléctrica sería entonces una función por tramos tal como se observa a continuación.

$$PB = \begin{cases} CEE \;\; VU \;\; \geq 0.9 \\ 327.45 - 2.9782 * VU \;\; 0.4 \; < VU \; < 0.9 \\ PE \;\; VU \leq 0.4 \end{cases}$$

CEE: Costo Equivalente de la Energía, representa el valor teórico del cargo por confiabilidad PE Precio de Escasez, indica a partir de qué momento los generadores deben cumplir con sus obligaciones de energía firme y el valor al cual les es remunerada su energía. Valores superiores al precio de escasez se han presentado en las ofertas de los generadores, pero al ser el límite superior de remuneración según la regulación vigente (RES CREG 071/2006) es una aproximación adecuada en este caso.

7.3.2 Disponibilidad de las plantas por tecnología

En el caso térmico, el nivel de disponibilidad por tecnología permite configurar escenarios de restricciones de suministro o transporte del combustible. Un análisis sobre la disponibilidad histórica de plantas térmicas entre 2009 y 2012 se presenta en la Tabla 7.

El valor promedio de la disponibilidad térmica presentada fue 82%, esto quiere decir, que el 82% de la capacidad térmica estuvo disponible para generación en el mercado eléctrico colombiano entre 2009 y 2012.

Tabla 7 Disponibilidad térmica promedio entre 2009 y 2012 (XM, 2013)

	2009	2010	2011	2012	Promedio	Mínimo	Máximo
Ene	0.86	0.88	0.84	0.85	0.86	0.84	0.88
Feb	0.89	0.81	0.85	0.90	0.86	0.81	0.90
Mar	0.92	0.73	0.91	0.87	0.86	0.73	0.92
Abr	0.93	0.78	0.89	0.83	0.86	0.78	0.93
May	0.90	0.84	0.82	0.85	0.85	0.82	0.90
Jun	0.86	0.83	0.84	0.83	0.84	0.83	0.86
Jul	0.80	0.84	0.84	0.89	0.84	0.80	0.89
Ago	0.81	0.79	0.82	0.85	0.82	0.79	0.85
Sep	0.78	0.74	0.83	0.81	0.79	0.74	0.83
Oct	0.77	0.71	0.76	0.74	0.75	0.71	0.77
Nov	0.68	0.75	0.69	0.75	0.72	0.68	0.75
Dic	0.79	0.85	0.81	0.86	0.83	0.79	0.86
Promedio	0.83	0.80	0.83	0.84	0.82	0.78	0.86
Mínimo	0.68	0.71	0.69	0.74	0.72	0.68	0.75
Máximo	0.93	0.88	0.91	0.90	0.86	0.84	0.93

En el caso de las Renovables se consideró un 87% de disponibilidad correspondiente a la disponibilidad promedio hidroeléctrica, ya que las Renovables están conformadas en su mayoría por pequeñas centrales hidroeléctricas afilo de agua.

7.3.3 Curva de oferta para plantas térmicas

La curva de oferta para el caso del gas, es función de tres variables, del volumen útil, la disponibilidad térmica y el precio del gas del periodo anterior. Un análisis de regresión lineal múltiple sobre el precio del gas y sus variables definió para el precio del gas la siguiente ecuación. Ecuación que bajo un nivel de confianza del 0.95 y tres (3) grados de libertad entregó un resultado de un coeficiente de determinación de 0.8442.

$$P_g(t) = \beta_0 + \beta_1 * VU(t) + \beta_2 * DISP_g(t) + \beta_3 * P_g(t-1)$$

$P_g(t)$: Precio de la energía ofertada por plantas térmicas a gas en el tiempo t
$VU(t)$: Volumen útil del embalse agregado del sistema en el tiempo t
$DISP_g(t)$: Disponibilidad del Gas (suministro y transporte) en el tiempo t
$P_g(t-1)$: Precio de la energía ofertada por plantas térmicas a gas en el tiempo t-1
β_i : Coeficientes. β_0 : -167.926206; β_1 : 1.02394322; β_2 : 2.19219408; β_3 :0.74208612

Para el caso de las plantas térmicas a carbón se realizó el correspondiente análisis estadístico de regresión lineal múltiple y arrojó el siguiente resultado.

$$P_c(t) = \beta_0 + \beta_1 * VU(t) + \beta_2 * DISP_c(t) + \beta_3 * P_c(t-1)$$

$P_c(t)$: Precio de la energía ofertada por plantas térmicas a Carbón en el tiempo t
$VU(t)$: Volumen útil del embalse agregado del sistema en el tiempo t
$DISP_c(t)$: Disponibilidad del Carbón (suministro y transporte) en el tiempo t
$P_c(t-1)$: Precio de la energía ofertada por plantas térmicas a Carbón en el tiempo t-1
β_i : Coeficientes. β_0 :-129.147919; β_1 :0.20863671; β_2 :1.89239445; β_3 :0.75898887

7.3.4 La hidrología

La hidrología considerada para el modelo corresponde a la hidrología real ocurrida en los años de emulación 2009-2015 que se observa en la siguiente Figura 38.

La hidrología está representada en el nivel porcentual del embalse agregado del sistema de generación hidroeléctrico para cada país. En el caso colombiano, corresponde al nivel embalse agregado de las plantas de generación de cada una de las tres áreas.

Se puede observar la complementariedad entre los mercados considerados, por ejemplo, durante el fenómeno de El Niño 2009-2010, el nivel porcentual del embalse agregado en Panamá fue superior al de los otros dos países Colombia y Ecuador, y entre estos dos su desplazamiento temporal, esto es, el nivel del embalse agregado en Ecuador es menor que el de Colombia pero desplazado 3 meses aproximadamente.

En el caso del fenómeno de la Niña 2010 – 2011, los niveles de los embalses agregados para Colombia y Ecuador fueron superiores al nivel del embalse agregado de Panamá.

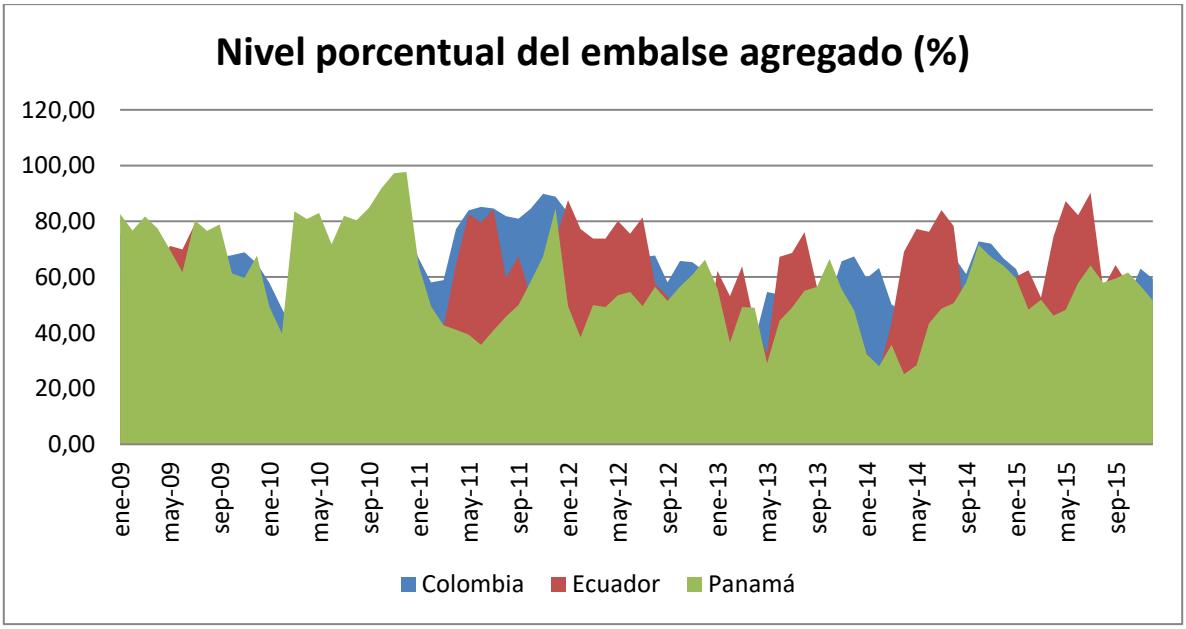

Figura 38 Nivel porcentual del embalse agregado por mercado

7.4 Demanda

Para la aplicación del modelo de demanda desarrollado, se realizó un análisis de la demanda de energía por áreas para el caso colombiano y a nivel nacional para cada uno de los dos países vecinos, Ecuador y Panamá.

La demanda máxima de potencia por cada área se calculó en función de la participación de la demanda de energía de cada área en la demanda nacional, la cual se calculó en función de la información disponible en XM de los reportes del operador de red de las áreas operativas agregadas y las cargas especiales del sistema. Se obtuvo, una participación en la demanda nacional del 24% para el Norte, 58% para el Centro y 18% restante para el área del Sur. Valores que permanecieron constantes para el caso de simulación donde la demanda utilizada fue la definida en el plan de expansión. En términos de demanda de potencia para el momento de inicio de la simulación se tiene, 2137 MW en el Norte, 5255 MW en el Centro y 1686 en el Sur, para una demanda de potencia máxima en Colombia igual a 9079 MW para diciembre de 2008.

En el caso de los países vecinos, la demanda de potencia máxima presentada a diciembre 31 de 2008 fue de 2733 MW para Ecuador y 1366 MW para Panamá. El comportamiento de la demanda agregada de potencia por cada país se observa en la Figura 39

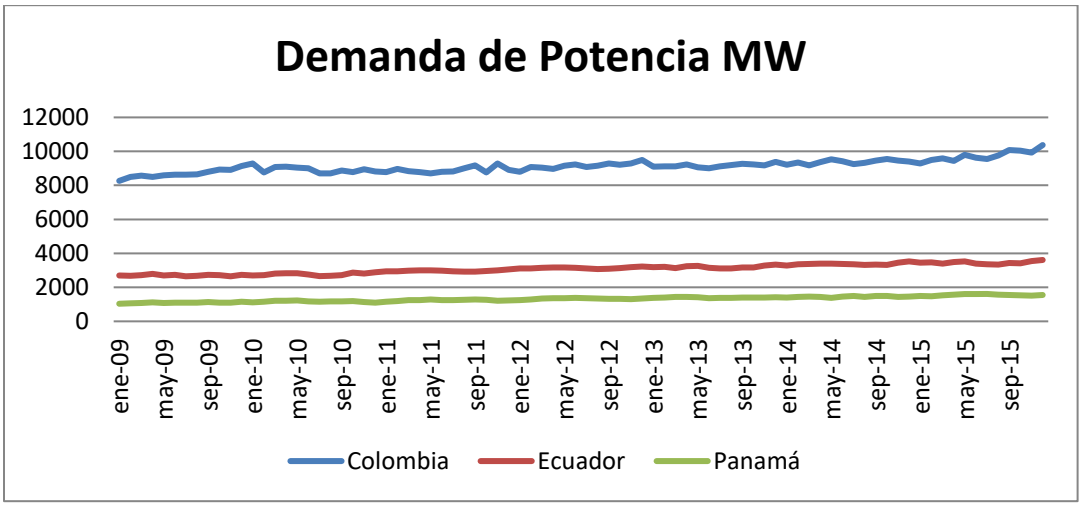

Figura 39 Demanda de potencia máxima por mercado

7.5 Balance eléctrico

El balance entre la oferta de potencia y la demanda de potencia máxima para cada una de las áreas se presenta a continuación. El margen que se observa en cada área del mercado eléctrico colombiano para 2008 es del 19% en el Norte, 41% en el Centro y 10% en el Sur.

Tabla 8 Datos de inicio para los mercados eléctricos a diciembre de 2008

	COLOMBIA	ECUADOR	PANAMÁ	Norte	Centro	Sur
Capacidad (MW)	13457	4179	1465	2624	8967	1866
Demanda (MW)	9079	2733	1366	2137	5255	1686
Margen (%)	33%	35%	7%	19%	41%	10%
Margen (MW)	4378	1446	99	487	3712	180

El margen de reserva de los tres mercados de electricidad es comparable y proporcional a su capacidad instalada, 33% en Colombia, 35% en Ecuador y 7% en Panamá. Con lo cual se puede inferir, el mercado de Panamá con mayor necesidad de intercambios, Colombia y Ecuador con similares posibilidades para garantizar suministro a su vecino.

7.6 Precio de la energía

El precio de la energía que se utilizó representa el valor de oferta de la planta de generación que el sistema requiere para atender una unidad adicional de demanda, se presenta a continuación su comportamiento para cada mercado.

El precio mayor lo presenta Panamá y los precios cercanos se observan para Colombia y Ecuador. Esto es así, hasta el año 2014, donde el ingreso de generación barata en Panamá lleva su precio a niveles inferiores a los 100 USD/MWh, como es el caso promedio de Ecuador en los dos últimos años, mientras que en el caso colombiano se observa, un crecimiento significativo del precio hacia el tercer trimestre de 2015 con una reducción hacia finales del mismo año, esto como consecuencia del fenómeno de El Niño 2015 y las expectativas sobre el efecto de su intensidad en 2016.

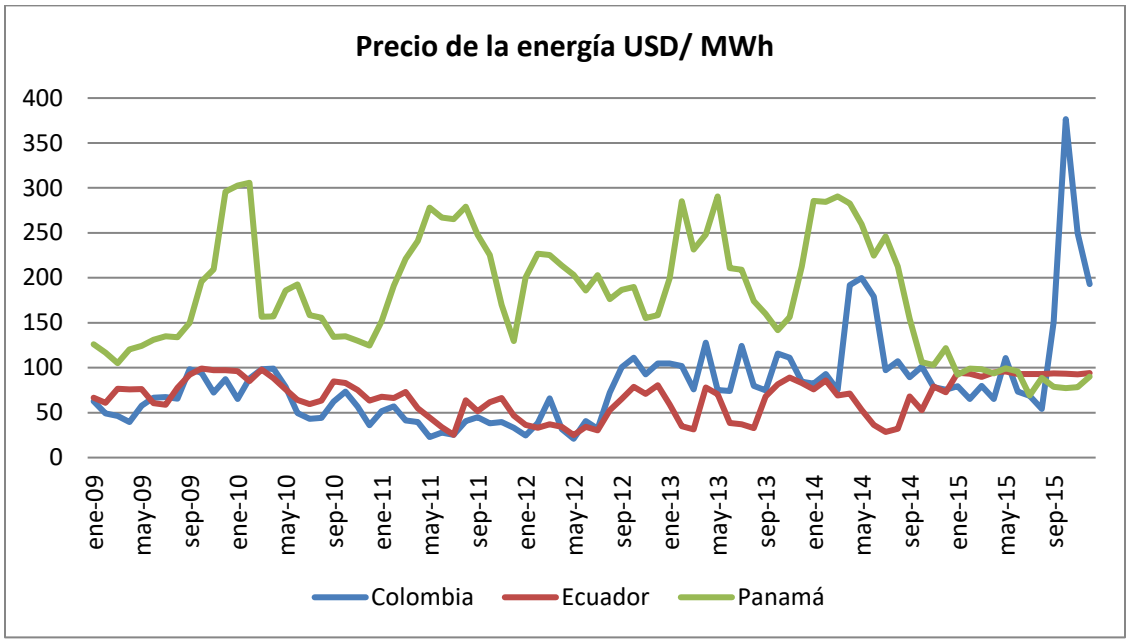

Figura 40 Precios reales de la energía por mercado (XM, 2015; Cenace, 2015; Etesa, 2015)

Tal como era de esperarse, frente a un margen similar, precios de la energía en Colombia y Ecuador son comparables, de igual forma, precios altos superiores a estos se esperaban para Panamá como consecuencia de la estreches de su margen de reserva.

7.7 Intercambios

A pesar que Colombia y Ecuador están interconectados a diferentes niveles de tensión (XM, 2015), para este caso de aplicación se consideró solo la capacidad de interconexión a 230 kV, la cual llega a un valor de 500 MW, considerada como la capacidad para el intercambio de potencia entre ambos países por el planeador del sistema eléctrico colombiano (UPME, 2016) para los análisis de largo plazo. Los intercambios de energía entre los mercados de Colombia y Ecuador para el periodo de emulación se observan a continuación.

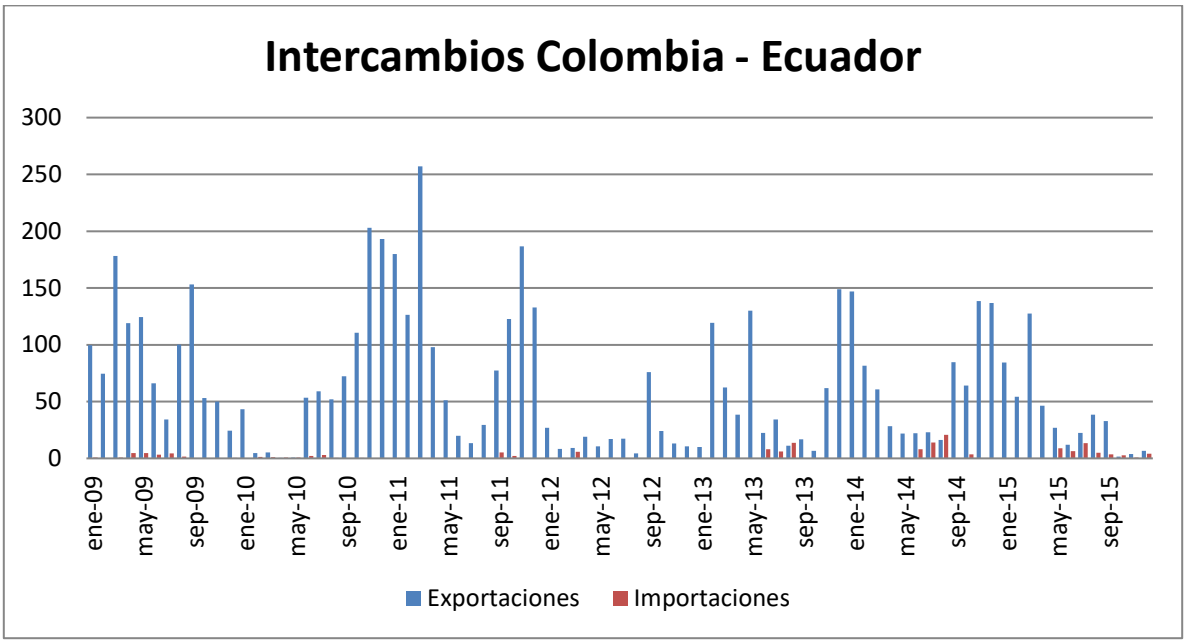

Figura 41 Intercambios de energía Colombia – Ecuador (XM, 2014)

Se observa que Colombia durante el periodo de emulación se ha comportado prácticamente como un país exportador, por su parte Ecuador ha sido un país importador de energía. Un resumen anual de los intercambios entre Colombia y Ecuador se presentan a continuación. Un total de 5348 GWh han sido exportados a Ecuador y 166 GWh importados desde Ecuador, para un promedio de 764 GWh de exportación y 24 GWh de importación, es decir, el 97% de los intercambios han sido exportaciones de Colombia a Ecuador y el 3% corresponden a las importaciones de Colombia desde Ecuador entre 2009 y 2015.

Tabla 9 Intercambios entre Colombia y Ecuador en GWh

Año	Exportaciones	Importaciones
2009	1077	21
2010	798	10
2011	1295	8
2012	236	7
2013	662	29
2014	824	47
2015	457	45
Total	**5348**	**166**

En términos de demanda de energía, las exportaciones de energía a Ecuador representan un 1.28% de la energía consumida por Colombia en un año promedio y las importaciones el 0.04%. desde el punto de vista de Ecuador, la energía importada por Ecuador desde Colombia representa un 4% y la exportada por Ecuador un 0.13% de la energía promedio consumida por Ecuador durante un año. En resumen, sobre el caso de aplicación se puede indicar.

El margen de reserva en Colombia y Ecuador es de similar proporción, lo que propiciaría intercambios por confiabilidad y oportunidad económica, sin embargo, el margen en Panamá es suficientemente estrecho, lo que propicia intercambios por seguridad en el suministro, además de la oportunidad económica.

Los costos marginales de demanda para el mercado colombiano y el ecuatoriano son similares, lo que indicaría un nivel de intercambio bidireccional comparable, sin embargo, los datos muestran una vocación exportadora para Colombia y una importadora para Ecuador.

7.8 ANÁLISIS DE RESULTADOS

Se presenta a continuación el análisis de resultados para el caso de aplicación frente a las condiciones establecidas de simulación.

7.8.1 Análisis de resultados por áreas

Debe tenerse presente que el escenario hidrológico considerado obedece a la ocurrencia pasada, es decir, durante el periodo de simulación se consideró un nivel de embalse agregado por áreas igual al nivel presentado durante el periodo de emulación.

En la Tabla 8 se presentó un margen de reserva a diciembre de 2008 por áreas igual a 19%, 41% y 10% para la el Norte, el Centro y el Sur respectivamente. El plan de expansión colombiano considera un crecimiento de la demanda del 3% anual, realizando una distribución equitativa se implementó un crecimiento del 0.25% mensual para cada una de las tres áreas.

El ingreso futuro de plantas de generación al sistema se consideró de acuerdo con el plan de expansión vigente de cada país, donde el ecuatoriano considera su última planta de generación ingresando en 2021, el colombiano en el año 2022 y el panameño en 2024.

En la siguiente figura se observa el comportamiento de variables clave consideradas en cada área del sistema colombiano.

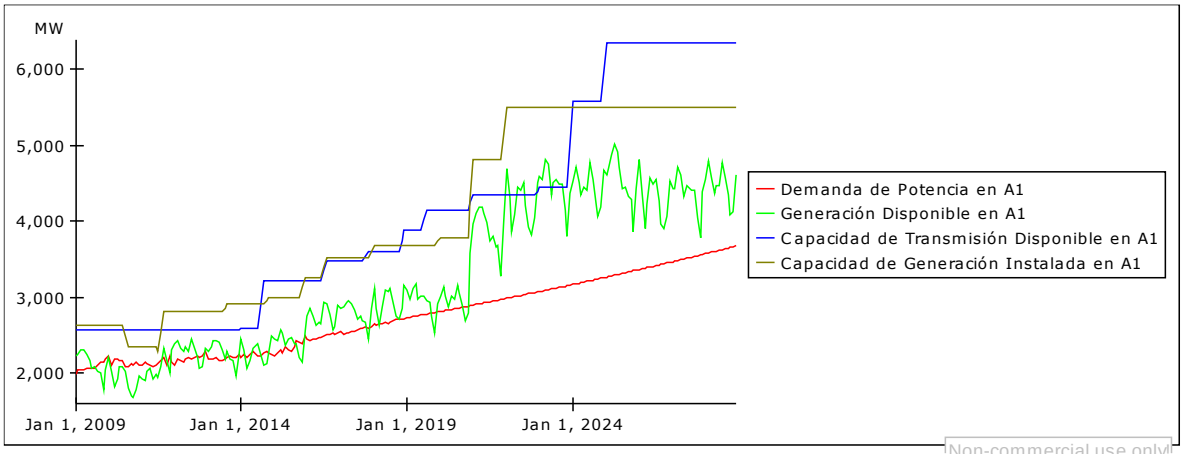

Figura 42 Resultados demanda – generación – transmisión en A1: El Norte

Se presentaron periodos de tiempo donde la demanda superó la oferta de potencia en términos de generación disponible, como fue el caso de 2009-2010, durante el fenómeno de El Niño. A partir del 2021 la demanda sería inferior a la generación disponible como resultado del ingreso de los grandes proyectos de generación.

De otro lado, la capacidad de transmisión del área en todo momento fue superior a la generación disponible, con lo cual se concluye que se puede evacuar la generación disponible en el área A1, con excepción de algunos meses entre el 2022 y el 2023.

Los pequeños periodos de tiempo que la demanda superó a la oferta debe interpretarse como mayor nivel de intercambio entre las áreas, tal como se presenta en la Figura 43 donde se presentan exportaciones del área Centro al área Norte para cubrir el déficit presentado en dicha área y una mayor cantidad de exportaciones a partir de 2020.

La capacidad disponible de la transmisión al interior del área Norte permitió durante todos los periodos de tiempo, la transmisión de potencia desde la generación hasta la carga.

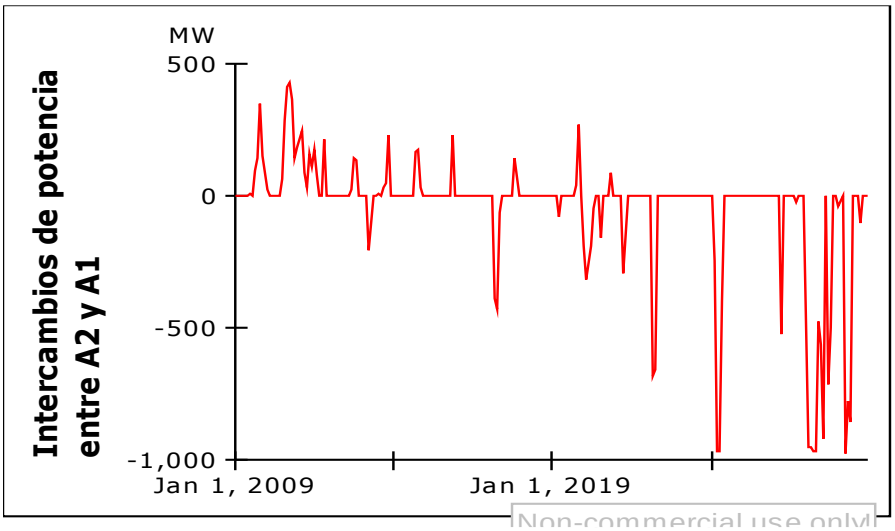

Figura 43 Intercambios de potencia entre las áreas A2: el Centro y A1: el Norte

Para el área del Centro se observa el comportamiento de la oferta y la demanda en la Figura 44, los excesos de potencia durante todos los periodos de tiempo permitieron atender la demanda del área y los requerimientos de demanda de otras áreas, potencia que fue posible de transmitir debido a que la capacidad del sistema de transmisión del área del Centro fue superior a la generación disponible en todo instante de tiempo.

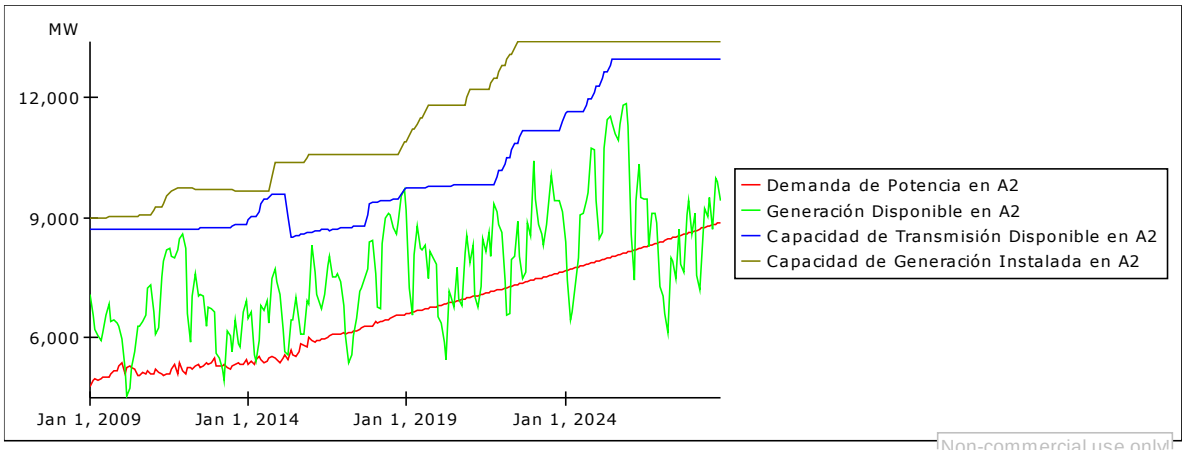

Figura 44 Resultados demanda – generación – transmisión en A2: Centro

La cantidad de potencia exportada del área Centro al Sur se presenta a continuación en la Figura 45, un comportamiento incremental se observa para las exportaciones a lo largo del horizonte de simulación.

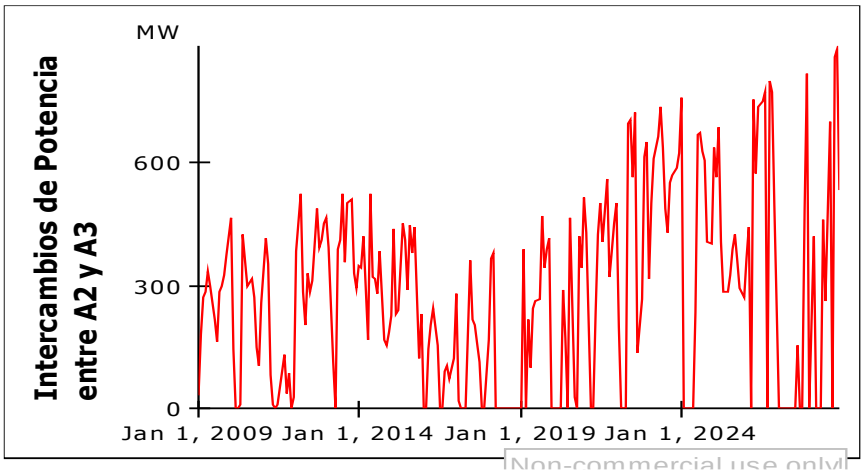

Figura 45 Intercambios de potencia entre las áreas A2: el Centro y A3: el Sur

La cantidad de exportaciones del Centro al Sur son explicadas por el déficit que presenta el área A3: el Sur, desde muy temprano en la simulación, tal como se observa en la Figura 46. La mayor cantidad de periodos de la simulación, la demanda del área Sur fue superior a la cantidad de potencia disponible, a pesar que la capacidad instalada de generación siempre fue superior a la demanda.

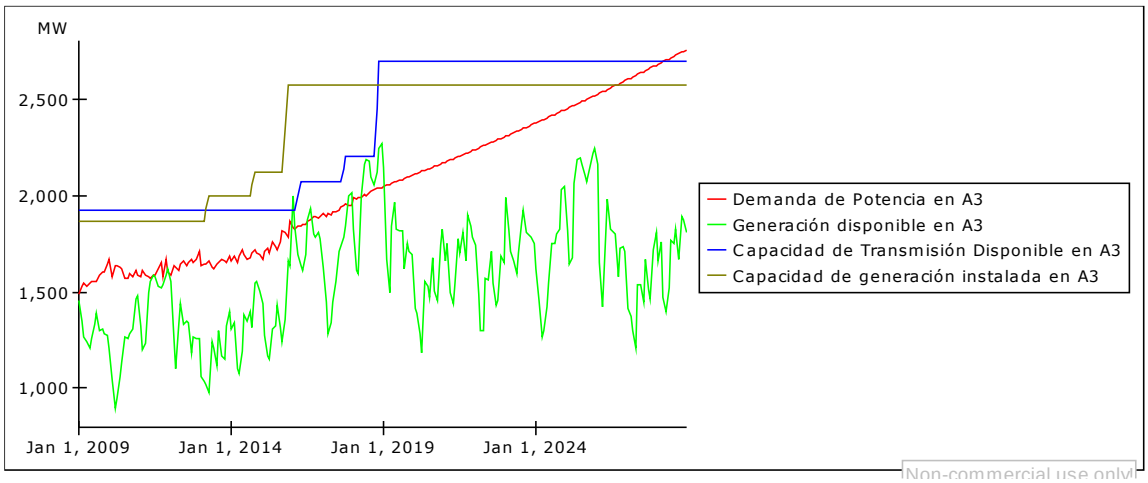

Figura 46 Resultados demanda – generación – transmisión en A3: Sur

La capacidad disponible de la transmisión al interior del área Sur permitió transportar no solo la cantidad de potencia generada sino la proveniente del área Centro a través de la interconexión entre las áreas A2: Centro y A3: Sur.

7.8.2 Análisis de resultados por mercado

El comportamiento del precio de la energía a nivel local se presenta a continuación, en Figura 47 se observa el comportamiento del precio de la energía en bolsa en el mercado colombiano, comportamiento consistente con el nivel del embalse agregado, precios bajos frente a niveles altos y precios altos frente a niveles bajos del embalse.

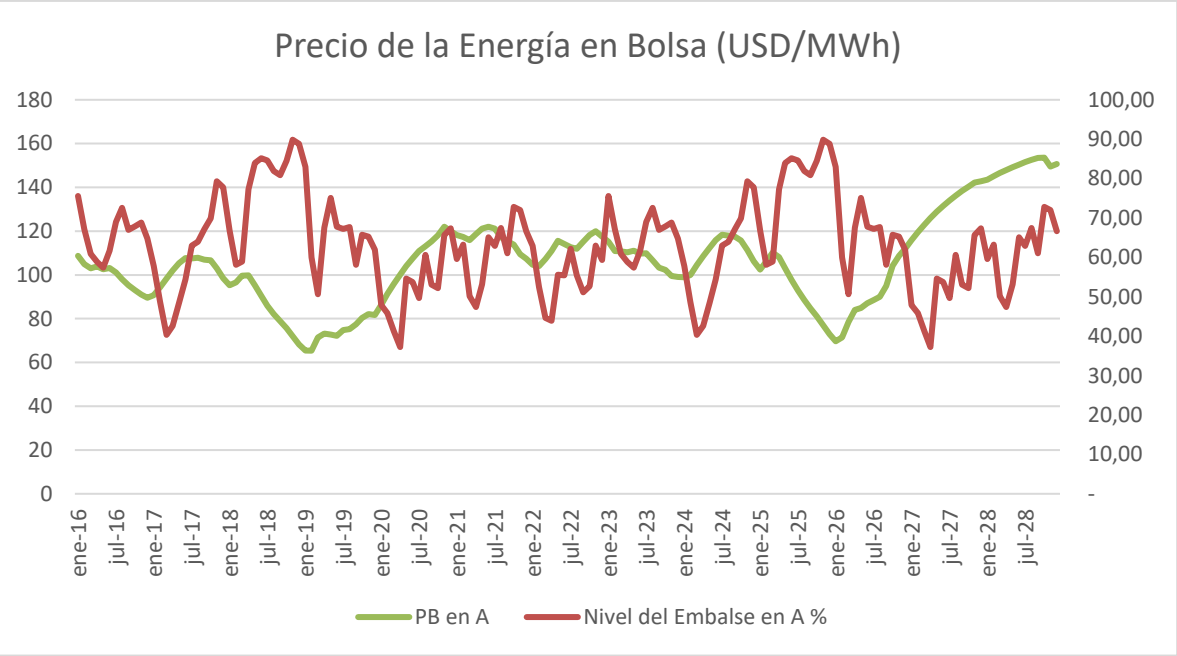

Figura 47 Precio y nivel del embalse agregado para el mercado colombiano

7.8.3 Análisis de la interconexión entre Colombia y Ecuador

Debido a las pérdidas la capacidad disponible de la interconexión entre Colombia y Ecuador no es 500 MW sino 485 MW, la cantidad de energía exportada e importada se presenta en la Figura 48.

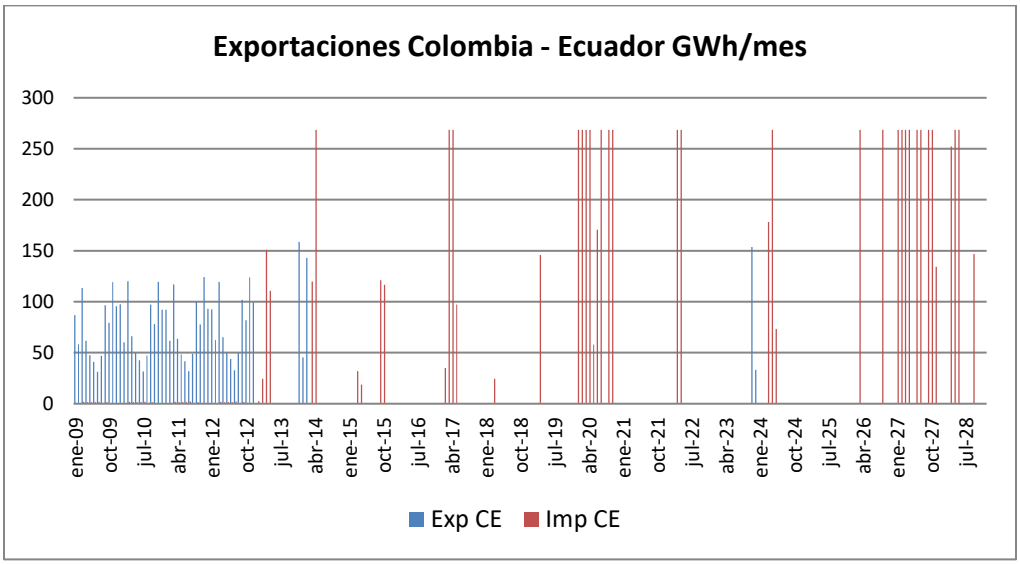

Figura 48 Intercambios entre Colombia y Ecuador

Durante el periodo de emulación Colombia se ha comportado como un país exportador de energía, sin embargo, frente al ingreso de grandes proyectos de generación en Ecuador y al crecimiento de la demanda en Colombia, los papeles se invertirían y sería Ecuador un país exportador. Esto se debe básicamente a dos factores que están relacionados entre sí, el precio en ambos mercados y el margen de ambos mercados, tal como se observa en la Figura 49.

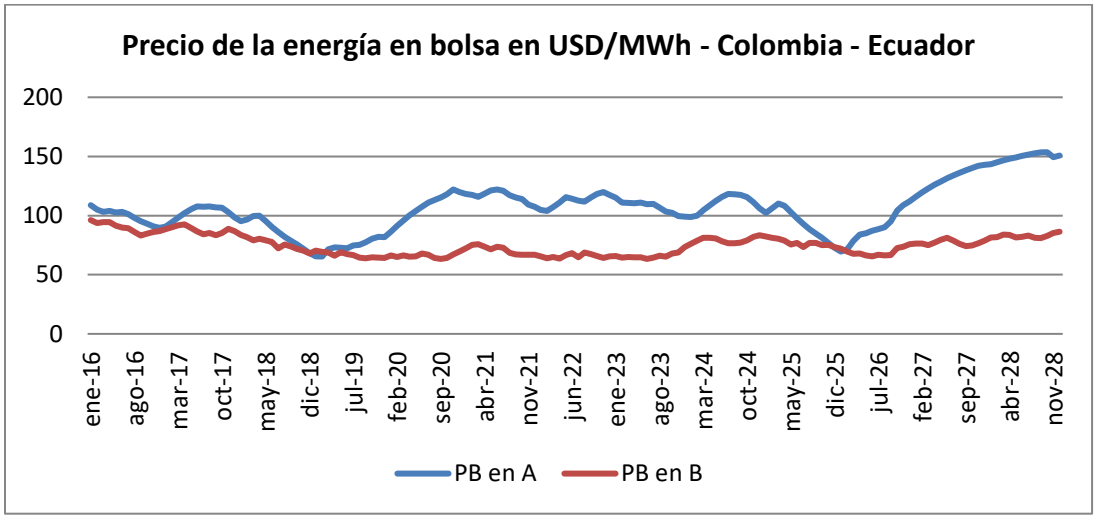

Figura 49 Precio de la Energía en Colombia y Ecuador

El margen de reserva de los mercados colombiano y ecuatoriano se presenta a continuación en la Figura 50. Debido a que la demanda de Ecuador es menor a la de Colombia y que la cantidad de potencia que ingresaría al sistema por los proyectos de generación que están previstos en el plan de expansión, Ecuador presentaría un margen mayor al de Colombia, propiciando así los intercambios entre ambos países en sentido contrario a como se ha venido presentando, esto sería así, si los intercambios de energía entre ambos países no se encuentran limitados en cantidad, más que por la señal de la diferencia entre los precios que los define.

Se precisa que en algunos periodos de tiempo el margen de reserva de Colombia presentaría valores negativos como consecuencia de la formulación definida para su cálculo, este se encuentra en función de la demanda de potencia máxima y la capacidad de generación disponible. Una interpretación que daría dichos valores negativos no es la presencia de demanda insatisfecha, sino mayor nivel de intercambio entre los mercados.

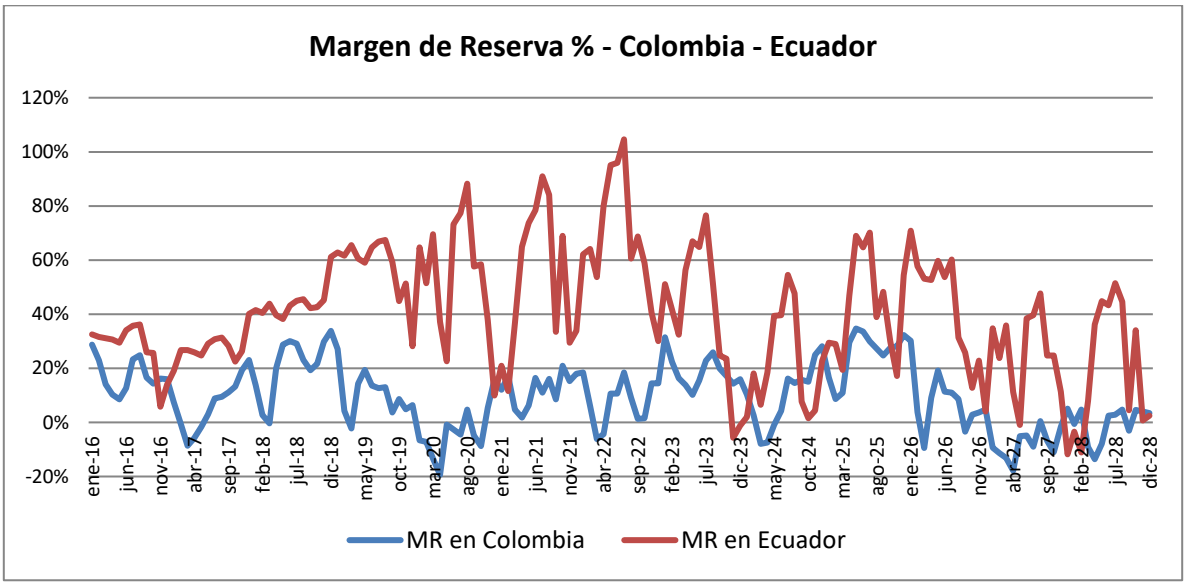

Figura 50 Margen de Reserva en Colombia y Ecuador

7.8.4 Análisis de la interconexión entre Colombia y Panamá

El precio interno de la energía para el mercado panameño obedece al comportamiento del embalse agregado, al igual que los otros dos mercados hidrotérmicos analizados. El valor

medio del precio del mercado durante el periodo de simulación 2016-2028 es 155 USD/MWh, valor que propicia los intercambios de Panamá con Colombia y genera beneficios económicos para los consumidores panameños y productores colombianos.

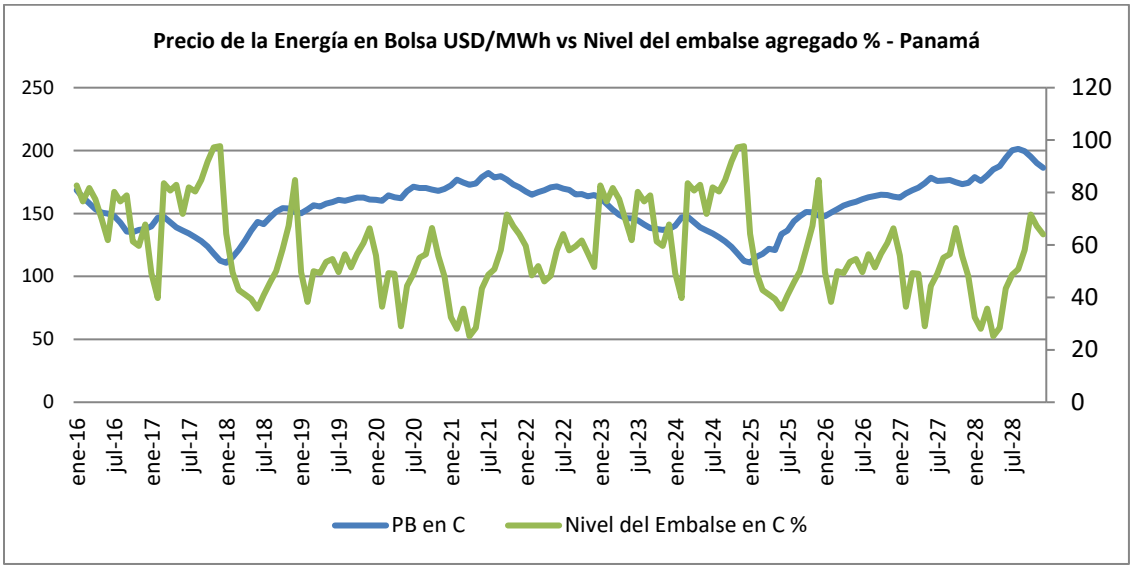

Figura 51 Precio de demanda para el mercado panameño

La diferencia entre los precios para Colombia y Panamá puede ser en promedio de un 46%, con lo cual se justificaría el desarrollo del proyecto de interconexión y la correspondiente integración de ambos mercados.

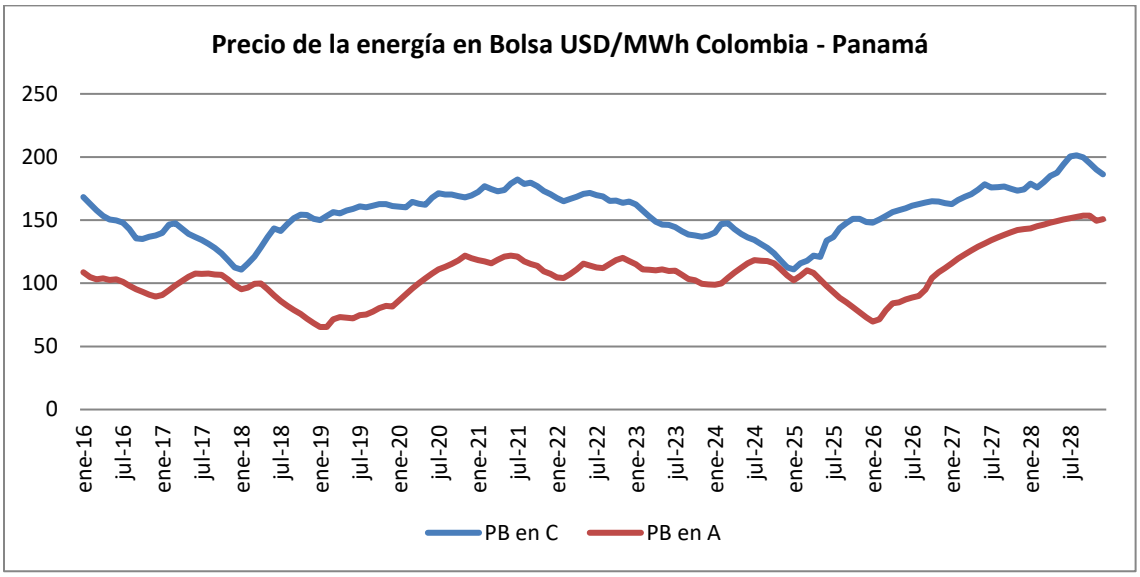

Figura 52 Precio de la energía en Colombia y en Panamá

El nivel de los intercambios de potencia entre Colombia y Panamá se muestran en la Figura 53, donde se observa la predominancia exportadora de Colombia limitada por la capacidad de la interconexión a 300 MW con inicio en 2019 y durante todo el resto de horizonte de análisis.

La cantidad y frecuencia de las exportaciones de potencia desde Colombia para Panamá se ven reducidas luego de su ingreso en 2019 como consecuencia de considerar el ingreso de grandes proyectos de generación en Panamá, con lo cual el precio de la energía en dicho país se mantendría en niveles bajos un promedio de 155 USD/MWh.

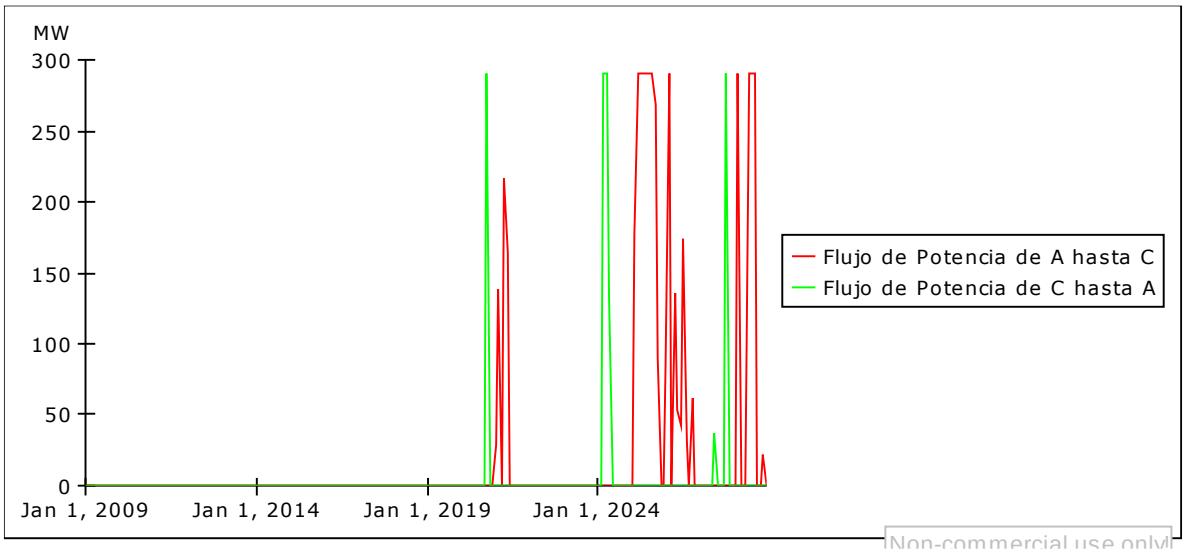

Figura 53 Intercambios de potencia entre Colombia y Panamá

Se observa que hay importaciones de Colombia desde Panamá, esto es debido al comportamiento de los precios y el margen de reserva en ambos países.

Se observa además que la congestión en las líneas de interconexión entre Colombia y Panamá sería hacia el final del horizonte de análisis, por lo que, inicialmente una capacidad de 300 MW para dimensionar los intercambios entre ambos países sería suficiente.

Debe tenerse presente que bajo la consideración de costos de transacción el precio de importación de Panamá sería 3 USD/MWh inferior al precio nacional y el de exportación de Colombia con destino a Panamá sería de 4 USD/MWh superior al nacional. El beneficio económico que podría llegar a obtener los consumidores de energía en Panamá sería en promedio de 7.5 Millones de USD/mes, con un promedio de 126 GWh/mes de importación.

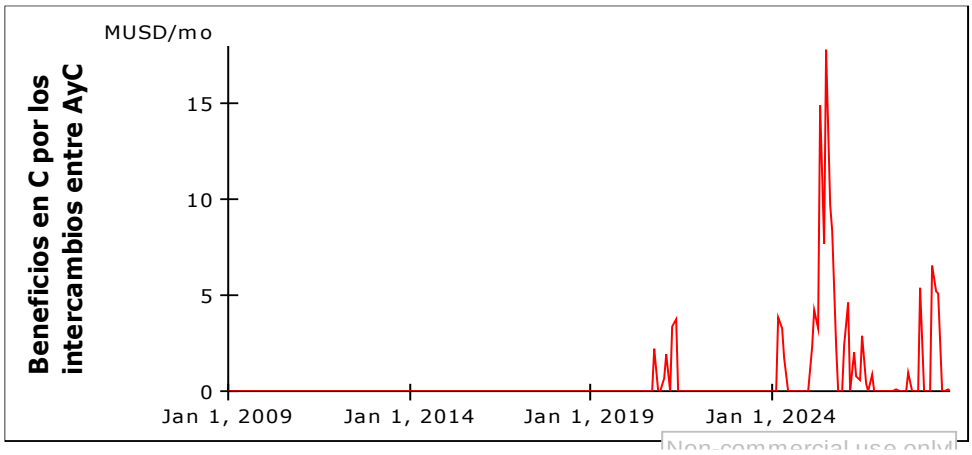

Figura 54 Beneficio económico de los panameños por efecto de la interconexión con Colombia

El comportamiento del margen de reserva del sistema para cada uno de los tres mercados considerados se presenta en la Figura 55, donde se puede concluir que bajo el plan de expansión considerado y la ocurrencia de la hidrología definida para cada país la situación más favorable la tendría Ecuador, con un mayor margen de reserva y el caso menos favorable lo tendría Colombia porque su margen se reduce para propiciar precios altos. Panamá por su parte mantiene su margen en bajos niveles conservando altos precios de la energía.

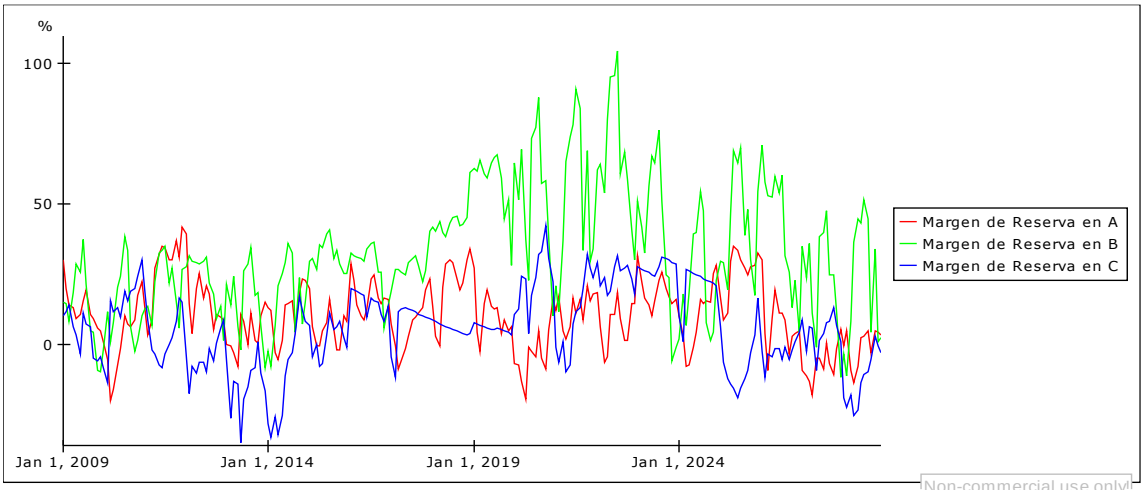

Figura 55 Margen de reserva del sistema

7.9 Nivel de Integración

Para determinar el nivel de integración bajo el esquema cualitativo de sostenibilidad presentado en términos cuantitativos por medio de su representación en un pentágono de dimensiones de la integración se debe realizar una valoración de cada una de las dimensiones consideradas: física, económica, legal, política, social y ambiental. Se describen a continuación los elementos de cada una de las dimensiones que se encontraron para valorar el nivel de integración, de conformidad con la metodología propuesta en el capítulo 5.

7.9.1 Valoración de la Dimensión Física Integración Colombia Ecuador

La interconexión ente Colombia y Ecuador cuenta con 2 líneas doble circuito de 250 MW a 230 kV, para un total de 500 MW de capacidad. En este orden de ideas, el número de subestaciones o nodos que determina los puntos de conexión entre Colombia y Ecuador son dos, las subestaciones eléctricas de Jamundino en Colombia y Pomasqui en Ecuador. Lo anterior determina según la metodología presentada en el capítulo 5 una dimensión física valorada como sostenible.

7.9.2 Valoración de la Dimensión Económica Integración Colombia Ecuador

Colombia y Ecuador cuentan desde 2003 con un esquema de integración llamado transacciones internacionales de energía, el cual es un caso particular del esquema marketing coupling. Este mecanismo define la formación del precio de la potencia intercambiada en función del precio nacional y los costos de la transmisión de potencia. Funciona como un esquema de despacho centralizado, esto es, ambos países realizan su oferta de compra y venta de energía o lo que es lo mismo, su oferta de importación y exportación de potencia, es decir, un precio y una cantidad en cada caso. Una entidad nacional colombiana, pero de alcance binacional, como es XM, operador del sistema colombiano y operador de la interconexión, determina el flujo de potencia, y la distribución de las rentas, así: la potencia va en dirección del mayor precio y las rentas de congestión se distribuyen por partes iguales (50%).

El número de transacciones y la cantidad de potencia entre Colombia y Ecuador son suficientes para indicar sostenibilidad, ya que, el esquema definido permite el intercambio de potencia hora a hora y ha funcionado desde 2003 hasta la fecha sin interrupciones significativas, en la mayoría de los casos el mercado colombiano sirve de seguridad y confiabilidad en el suministro para Ecuador, y en pocos casos, los papeles se han invertido. Esto ha sido fundamental para garantizar el uso de la interconexión. Las cantidades intercambiadas han sido, 12.927 GWh de exportación de Colombia a Ecuador y 361 GWh de importación de Colombia desde Ecuador desde que iniciaron los intercambios en 2003 hasta diciembre de 2015. Se presenta a en la Tabla 10 un resumen del valor máximo, medio y mínimo de los intercambios mensuales de energía entre Colombia y Ecuador (XM, 2016).

Tabla 10 Resumen de los intercambios de energía entre Colombia y Ecuador entre 2009 y 2015.

Export/ Import por mes Colombia - Ecuador	Máximo		Medio		Mínimo	
	Export	Import	Export	Import	Export	Import
2009	178,20	4,60	89,73	1,73	24,40	0,10
2010	202,90	3,00	66,46	0,80	0,30	0,00
2011	257,21	5,19	107,88	0,69	13,44	0,00
2012	75,84	5,78	19,67	0,54	4,32	0,00
2013	148,80	13,70	55,20	2,38	6,70	0,00
2014	146,80	20,71	68,67	3,91	16,28	0,00
2015	127,61	13,43	38,09	3,77	1,64	0,02

Las cantidades intercambiadas son mínimas si se comparan con la demanda de energía de cada país, o inclusive con la energía que permite transmitir la capacidad de la interconexión. El promedio de los valores para el máximo, el medio y el mínimo de los intercambios evidencia que la utilización de la capacidad de la red ha sido mínima.

Tabla 11 Valores medios del máximo, medio y mínimo valor de los intercambios entre Colombia y Ecuador

promedio Max GWh/mes	162,48	9,49
Promedio Media GWh/mes	63,67	1,97
Promedio Mín GWh/mes	9,58	0,02

La capacidad de la interconexión es de 500 MW, con lo cual se tendría un transporte de energía igual a 360 GWh/mes, es decir, que en promedio se ha utilizado el 17,5% de capacidad de la interconexión y en el mejor de los casos se ha utilizado el 45% de la capacidad de la interconexión en el mes.
En términos de demanda, la cantidad de energía exportada por Colombia representa 1.28% de la demanda de Colombia equivalente al 4% de la demanda de energía de Ecuador.

El beneficio económico de la interconexión ha llegado hasta 1,125 Millones de dólares, en lo corrido de la historia de la interconexión y hasta diciembre de 2015 (XM, 2016), con lo cual, no solo se ha pagado la infraestructura eléctrica que la define, sino que se ha incrementado la riqueza de la sociedad de ambos países.

Colombia en esta integración se caracteriza por su vocación exportadora y Ecuador por su vocación importadora, esto se debe a dos factores, en muchos casos, producir energía en Colombia es más barato que en Ecuador, mercado que tiene un alto componente térmico en su canasta de generación de energía.

7.9.3 Valoración de la Dimensión Legal Integración Colombia Ecuador

La Comunidad Andina de Naciones ha jugado un rol importante para la integración, con la definición de las políticas y lineamientos que direccionaron los intercambios (CAN, 2002 y 2009). Por su parte el regulador colombiano y el ecuatoriano han logrado ponerse de acuerdo en la forma técnica de operar la interconexión y en la forma económica de establecer los intercambios financieros, con lo cual, un despacho coordinado entre ambos países considerando las ofertas de importación y exportación se realiza a diario para el mercado spot del día siguiente (CREG, 2003 y 2009). Con base en lo anterior y la metodología en consideración se puede entonces afirmar que el nivel de integración entre Colombia y Ecuador desde un punto de vista Legal es sostenible.

7.9.4 Valoración de la Dimensión Política Integración Colombia Ecuador

Esta dimensión es la que caracteriza la institucionalidad de la integración, entre Colombia y Ecuador existe una institución de carácter regional que rige los mecanismos de integración económica y específicamente en este campo, los lineamientos de integración energética. Dicha institución es la Comunidad Andina de Naciones (CAN). A pesar que ambos países, Colombia y Ecuador tengan una visión política y económica distinta sobre el desarrollo, ambas son tomadas en cuenta por la CAN para definir los mecanismos de integración, garantizando así un nivel de integración sostenible entre Colombia y Ecuador bajo la dimensión política.

7.9.5 Valoración de la Dimensión Social y Ambiental Integración Colombia Ecuador

Desde el punto de vista social, la riqueza de la sociedad se ha incrementado en ambos países tal como se presentó en la dimensión económica. Además, la seguridad y confiabilidad en el suministro eléctrico también representa un beneficio para la sociedad. Específicamente, el desarrollo de la infraestructura eléctrica de la interconexión ha mejorado la seguridad y confiabilidad en el suministro de ambos mercados y propiciado el aumento de la cobertura en zonas cercanas a los nodos de interconexión.

En términos ambientales, la reducción de emisiones de CO_2 en Ecuador han sido considerables, si se toma en cuenta que las importaciones desde Colombia han desplazado generación térmica, una aproximación a dicho beneficio es cercano a los 11.400 Millones de Ton CO_2, considerando un valor medio de tasa de reducción de emisiones de 0,86 Ton CO2/ kWh en consistencia con la Tabla 3 del factor de emisiones por tecnología.

El esquema presentado en el capítulo 5 de aproximación metodológica definió rangos de valoración considerando diferentes elementos dentro de cada dimensión, se presenta en la Tabla 12 Tabla 12 Una aproximación a la valoración del nivel de Integración eléctrica entre Colombia y Ecuadorel resultado de aplicar el esquema desarrollado para la valoración del nivel de integración eléctrica entre Colombia y Ecuador.

Tabla 12 Una aproximación a la valoración del nivel de Integración eléctrica entre Colombia y Ecuador

Dimensiones	Económica 4.1 - 8	Física 4.1 - 8	Legal 4.1 - 8	Política 4.1 - 8	Socio-ambiental 4.1 - 8
Valoración	Coordinación de las actividades de un despacho eléctrico dependiente del balance y el precio local.	Infraestructura eléctrica suficiente para atender las necesidades de suministro eléctrico local y algunos requerimientos internacionales frente a condiciones de escasez o desabastecimiento.	Existe armonización regulatoria entre ambos mercados para regular la operación y los aspectos comerciales de formación del precio y distribución de las rentas.	Pueden existir diferencias políticas e ideológicas, pero se comparte una misma visión y estrategia de la interconexión, con una institución de carácter binacional que promueve la integración.	Los beneficios de la integración se comparten bajo una misma visión de equidad. El esquema de intercambio y desarrollo de la infraestructura preserva el medio ambiente de los países y posibilita desarrollo económico para la población de la zona de influencia de la integración.
Soporte a la valoración	El esquema de intercambios definido por regulación entre ambos países determina un despacho coordinado con oferta de importación y exportación, los cuales dependen del balance y el precio a nivel nacional	No se ha presentado desabastecimiento en ningún mercado y cada uno ha servido de confiabilidad en el suministro para el otro mercado. Las líneas de interconexión se encuentran subutilizadas.	La regulación de los intercambios es clara y fue acordada entre las partes dentro del marco de integración regional de la CAN. Sin embargo, condiciones particulares de ambas partes colocan al mercado colombiano duran el periodo de emulación en una vocación exportadora y a Ecuador en una importadora	Colombia y Ecuador se encuentran institucional y políticamente dentro del marco de integración regional de la CAN con lo cual sus intercambios y la distribución de sus beneficios se encuentran dentro de su marco legal establecido a nivel regional.	Beneficios sociales y ambientales se ha presentado durante el periodo de emulación como son, el incremento de la riqueza de la sociedad y la reducción de emisiones de CO_2.

En resumen, todas las dimensiones analizadas de la integración entre Colombia y Ecuador determinan un nivel de integración sostenible. La representación gráfica de dicho nivel de integración por medio del pentágono se observa en la Figura 56.

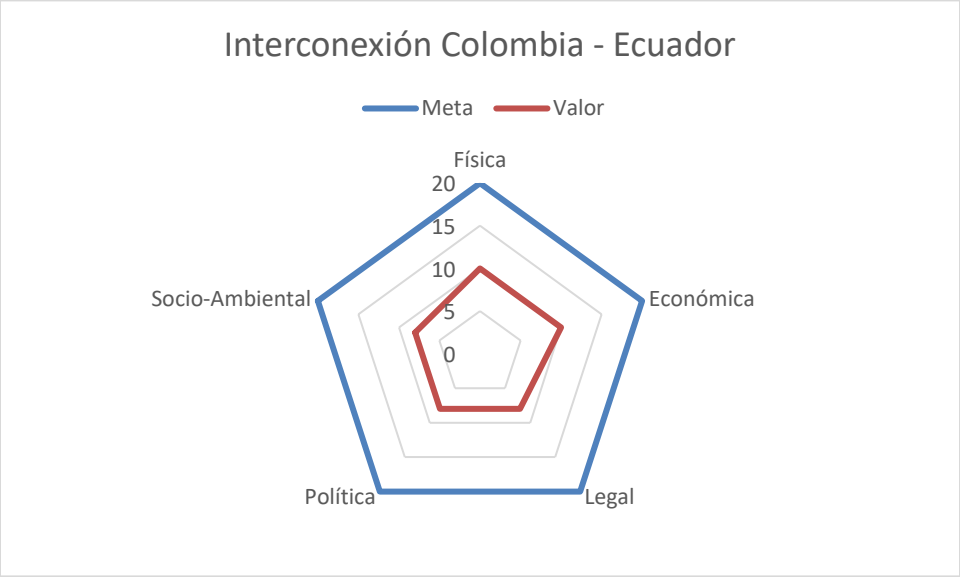

Figura 56 Valoración del Nivel de integración Eléctrica Colombia - Ecuador

A pesar que todas las dimensiones se encuentren dentro del rango de sostenibilidad no todas están en el extremo superior del rango (10), con lo cual se tiene la posibilidad de desarrollo de un mayor nivel de integración para un futuro cercano.

Esto es consistente con el desarrollo de la integración regional que se prevé en el Sistema de Interconexión Eléctrica Andina, donde además de Colombia y Ecuador, Perú, Bolivia, y Chile, formaran parte, así lo demuestra la expansión de la interconexión que se ha considerado por el Planeador (UPME, 2016), una nueva línea en doble circuito de 500 kV entre Colombia y Ecuador, que conectaría las subestaciones eléctricas de Jamundino 500 kV en Colombia y PFO de 500 kV en Ecuador, para duplicar con ello la capacidad existente de la interconexión.

7.10 Conclusiones sobre el caso de aplicación

El mercado ecuatoriano es aproximadamente tres veces el mercado panameño, el mercado colombiano es 3 veces el mercado ecuatoriano y 9 veces el mercado de Panamá en términos de la capacidad de generación instalada. El tamaño del mercado al momento de iniciar la integración determina la vocación de los países en el corto plazo, es así como,

históricamente Colombia ha sido un mercado exportador y Ecuador importador dentro de su integración binacional.

El esquema de valoración propuesto para el nivel de integración por medio de un pentágono que agrega conceptos cualitativos, permite observar diferentes dimensiones de la integración de los mercados de electricidad y diseñar políticas para mejorar el nivel de integración hacia un nivel deseado.

El nivel de integración entre Colombia y Ecuador se encuentra en estado sostenible, pues cada una de las 5 dimensiones consideradas: física, económica, legal, política, social y económica, también están en un estado sostenible; por tanto, acciones de mejora son requeridas para un mayor nivel de integración.

Los datos históricos analizados sobre precios y nivel de los embalses, determina que en mercados hidrotérmicos, el precio baja cuando el nivel porcentual del embalse agregado sube y viceversa. Sin embargo, la magnitud de la reducción del precio es inferior a la magnitud de su incremento frente a las variaciones del nivel del embalse agregado.

Existen complementariedades hidrológicas entre los tres países que deben ser aprovechadas para generar mayores beneficios para la sociedad, como resultado de la integración entre las tres naciones.

La sociedad está compuesta de dos grandes actores, los productores y los consumidores, la generación de política energética de un país debe considerar ambos componentes para su definición de desarrollo. Esto es, por ejemplo, considerar además de los criterios tradicionales de eficiencia y seguridad, los criterios de sostenibilidad y equidad para el desarrollo de los mercados de energía y su integración.

Con base en la información sobre la expansión del sistema eléctrico de cada uno de los tres países considerados, y bajo el escenario hidrológico de repetición del pasado en el

futuro, Ecuador pasa de importar el 15% de su demanda desde Colombia a exportar hasta el 5% de la demanda de Colombia.

La caída del precio de la energía en Colombia como consecuencia del ingreso de grandes proyectos de generación es muy pequeña en comparación con la subida del precio frente a escenarios de hidrología crítica.

Panamá es un país con alta dependencia de los recursos fósiles, con lo cual, se beneficiaría significativamente de la integración eléctrica con Colombia, pues incrementaría el excedente del consumidor como consecuencia de suministro eléctrico más barato, aumentaría su nivel de confiabilidad y obtendría rentas por la congestión de la línea de interconexión, presentando además, exportación de potencia a Colombia luego del ingreso de grandes proyectos de generación.

8. EVALUACIÓN DE POLÍTICAS

Una de las grandes bondades de los modelos de simulación y en especial los de dinámica de sistemas es la evaluación de políticas y acciones de mejoramiento frente a escenarios preestablecidos. En este capítulo se concentra el análisis sobre la evaluación de algunas políticas energéticas de interés en los mercados eléctricos en la actualidad.

Para el propósito de evaluar políticas se requiere primero definir el conjunto de escenarios bajo los cuales se evaluarán las políticas, esto es en atención al segundo paso metodológico dentro del esquema presentado en el Capítulo 5. APROXIMACIÓN METODOLÓGICA5.

La ubicación en uno de los cuatro (4) cuadrantes para cada uno de los tres mercados en cuestión, Colombia, Ecuador y Panamá, se analiza en términos de la disponibilidad de recursos (seguridad en el suministro) y la intervención del Estado en el mercado (liberalización), tal como se presentó en el Figura 18.

8.1 Definición de Escenarios.

Como resultado del ejercicio académico desarrollado dentro del seminario de investigación en mayo de 2010 con la presencia de profesores expertos sobre mercados de energía y estudiantes del posgrado en Ingeniería, en relación con la construcción de escenarios para los mercados de electricidad de Colombia, Ecuador y Panamá se encontró:

Colombia tiene un mercado eléctrico con alta disponibilidad de recursos de generación a bajo costos y además presenta un mercado liberalizado y desregulado desde 1994, con participación del Estado en las actividades de la cadena de valor, además de las propias de planeación, regulación, operación, vigilancia y control.
Ecuador tiene un mercado caracterizado por alta disponibilidad de recursos de generación sobre todo térmicos, pero con grandes proyectos hidroeléctricos de ingreso al sistema en

el corto plazo, en ambos casos, para los recursos térmicos y para los hidroeléctricos, son ellos de bajo costo generación. El Estado ecuatoriano tiene una alta participación en la toma de decisiones de inversión, así como en la planeación y operación del sistema.

Panamá cuenta con un mercado de electricidad integrado al mercado eléctrico regional de centro américa, con altos niveles de integración, y con altos niveles de generación térmica de altos costos variables.

El resultado de combinar, la disponibilidad de recursos a bajo costo y la intervención del Estado en el mercado o su liberalización, se observa en la Figura 57, la ubicación de cada mercado en los cuadrantes de seguridad en el suministro y liberalización de mercados.

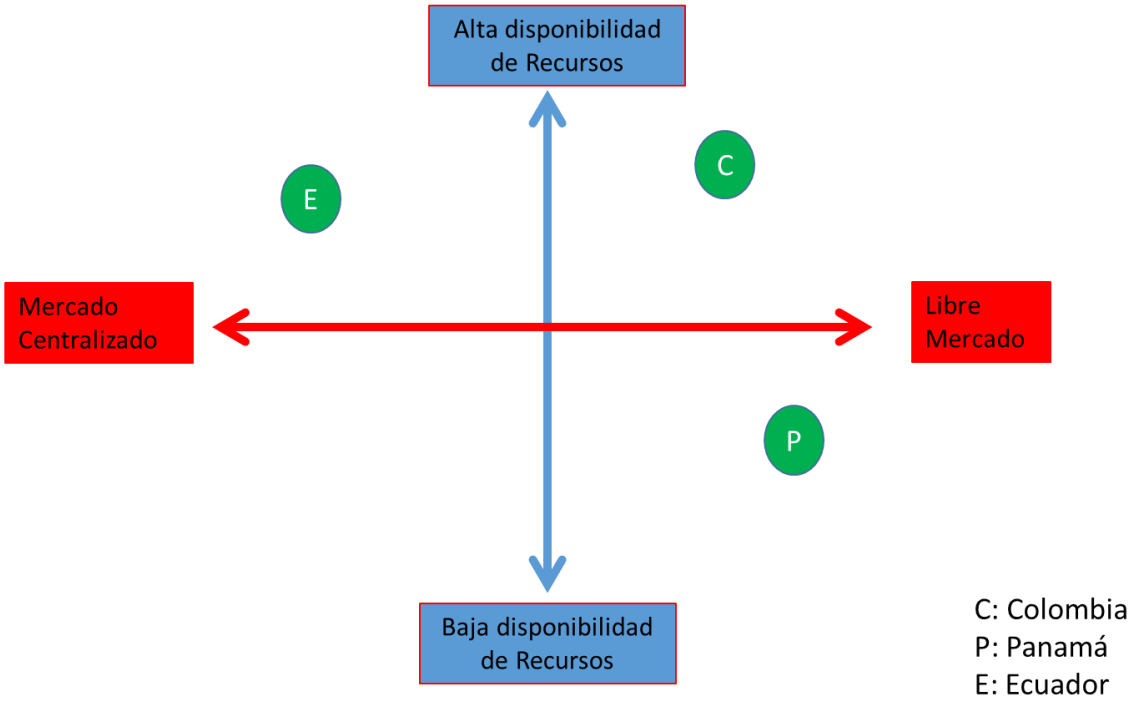

Figura 57 Ubicación de los tres mercados en los cuadrantes

El conjunto de acciones que se consideran para el mercado colombiano ubicado en el cuadrante I es de mantenimiento, las del mercado ecuatoriano ubicado en el cuadrante II son de liberalización, y las del mercado panameño en el cuadrante IV son acciones

orientadas a la seguridad en el suministro. Tomando como base lo anterior y las características de los mercados, algunas de las políticas que podrían evaluarse con el modelo desarrollado son:

- Políticas de incorporación de fuentes no convencionales de energía renovable al mercado
- Políticas de incorporación de la participación activa de la demanda en el mercado
- Políticas de mejoramiento de la confiabilidad en el suministro
- Políticas de seguridad en el suministro

Se escogieron para este caso de estudio, evaluar las dos primeras políticas dejando para un trabajo futuro la evaluación de las otras dos.

Bajo la consideración de los parámetros del modelo se pueden definir escenarios de oferta determinados por la disponibilidad de las fuentes de generación, por ejemplo, en función del nivel porcentual del embalse agregado por cada mes y del lado de la demanda, por medio de la tasa de crecimiento de la misma. Se describe a continuación los escenarios considerados para la evaluación de las políticas presentadas en el listado anterior.

8.1.1 Escenario de demanda de energía

El escenario de demanda de energía utilizado corresponde al definido por el planeador de cada sistema eléctrico, en su plan de expansión vigente, tal como se observa en la Figura 58, con variaciones positivas y negativas mes a mes, sin embargo, a partir de 2019 en Colombia y de 2022 en Ecuador, la proyección de demanda corresponde al 3,0% en el mercado colombiano, 4,5% en el mercado ecuatoriano y del 6,2% anual en el mercado panameño.

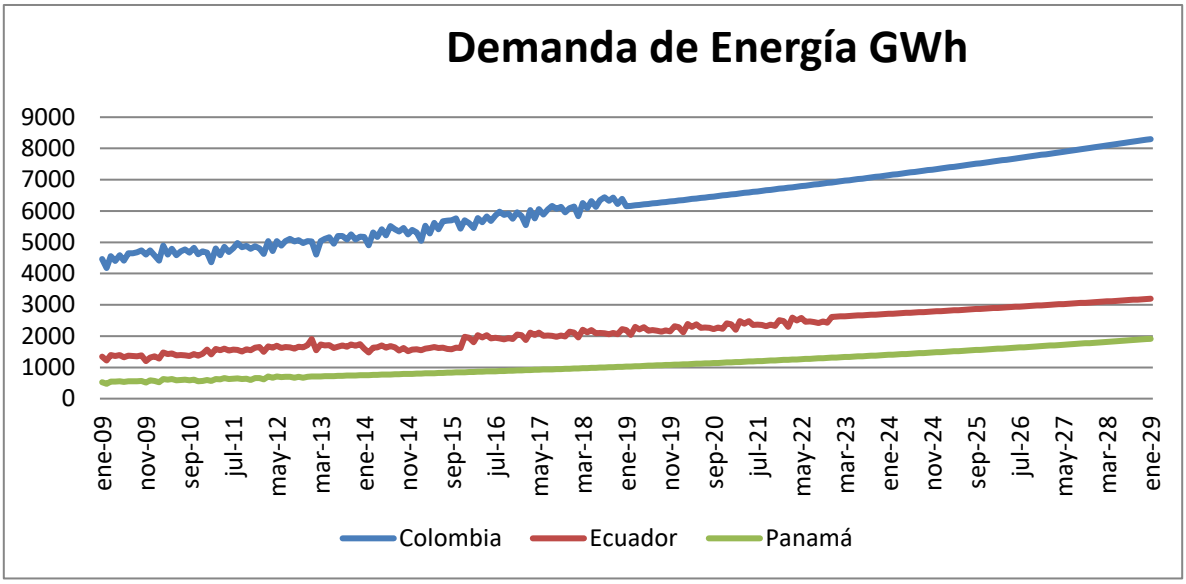

Figura 58 Escenario de demanda de energía

8.1.2 Escenario de hidrología.

El escenario de hidrología considera el nivel del embalse agregado real ocurrido durante el periodo de emulación, entre 2009 y 2015, y se repite exactamente la misma hidrología cada 7 años durante el periodo de simulación, tal como se observa en la Figura 59.

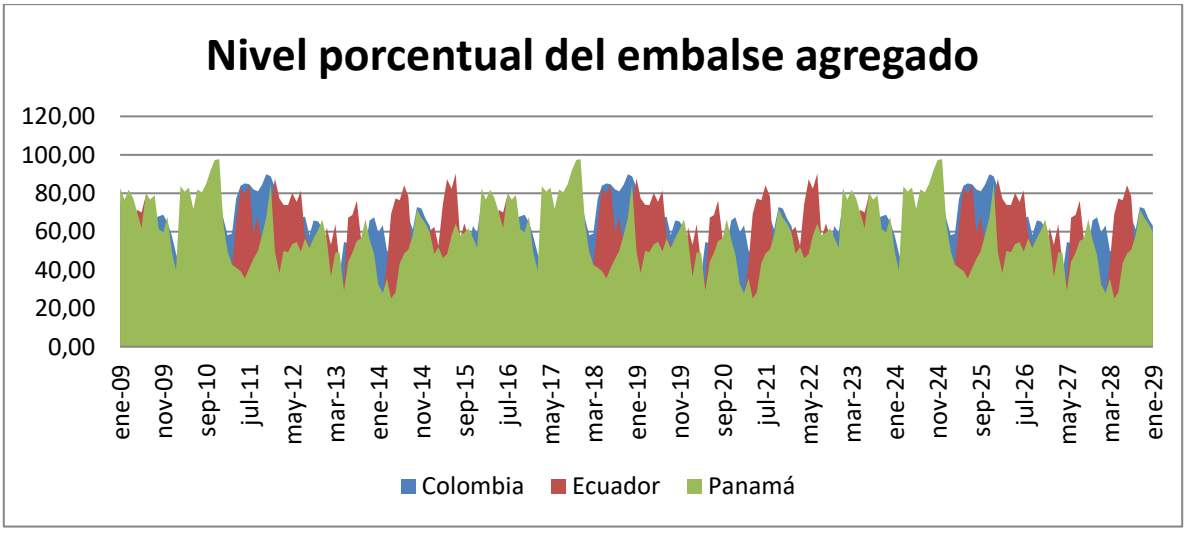

Figura 59Escenario hidrológico

Este escenario caracterizó periodos de sequía como el fenómeno de El Niño y periodos de humedad como La Niña.

8.1.3 Escenario de oferta

La disponibilidad hidráulica y térmica se presenta a continuación, al igual que la hidrología, la disponibilidad térmica durante el tiempo de simulación obedece a la repetición del valor de disponibilidad durante el periodo de emulación, tal como se observa en la Figura 60.

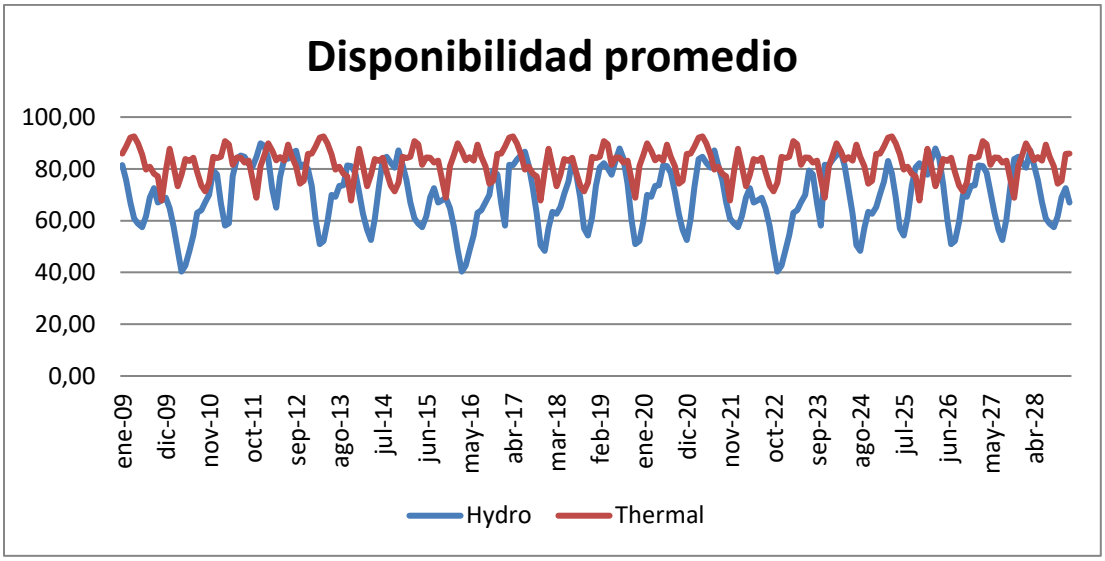

Figura 60 Disponibilidad promedio de las plantas de generación

Los proyectos de generación que se consideraron ingresan al sistema por cada una de las tecnologías: hidráulica, gas, carbón, fueloil, y renovables, tal como se presenta a continuación en la Figura 61. En el caso colombiano, grandes proyectos hidroeléctricos como Pescadero Ituango de 2400 MW en dos fases de 1200 MW cada una, y proyectos térmicos como Gecelca 250 MW a carbón, se consideraron.

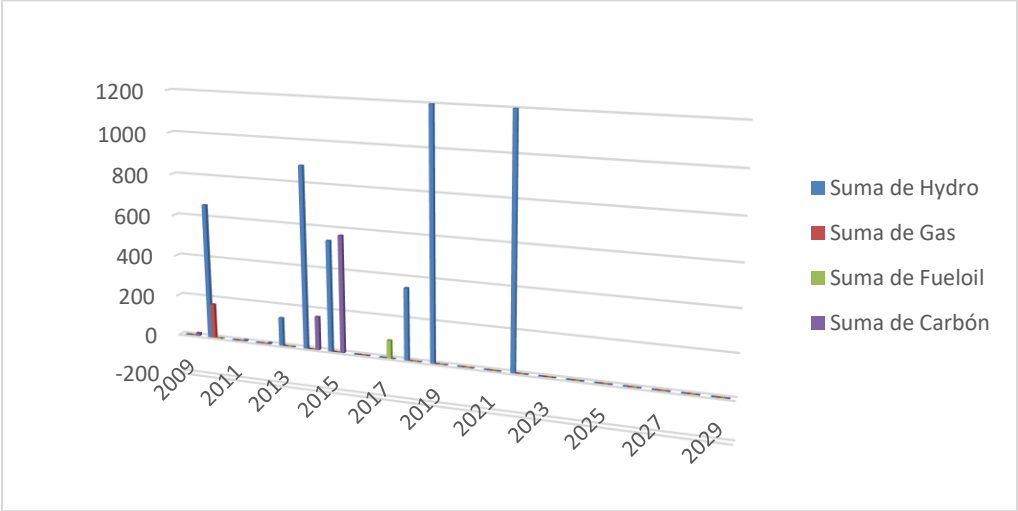

Figura 61 Escenario de expansión de la generación en Colombia

Por su parte el escenario de expansión de la generación en Ecuador se presenta en la Figura 62. Grandes proyectos hidroeléctricos como Coca-Codo Sinclair de 1500 MW, Sopladora de 487 MW y Cardenillo de 596 MW, son representantes de la expansión de la generación, así como también proyectos térmicos a gas de 190 MW y a base de motores de combustión interna de 156 MW fueron considerados.

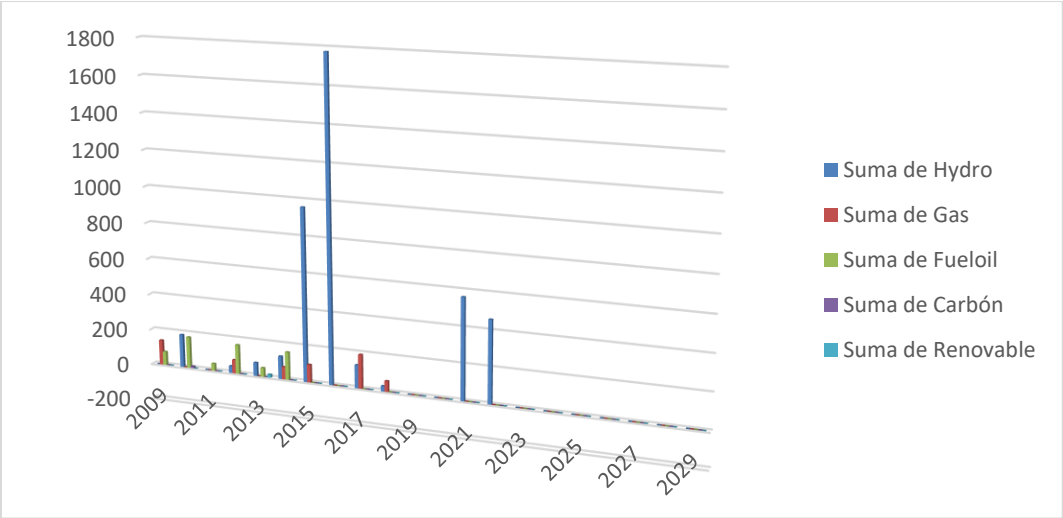

Figura 62 Escenario de expansión de la generación en Ecuador

En el caso panameño, la expansión de la generación se puede observar en Figura 63. Se consideraron en la expansión proyectos hidroeléctricos por 278 MW, y 750 MW a base de carbón.

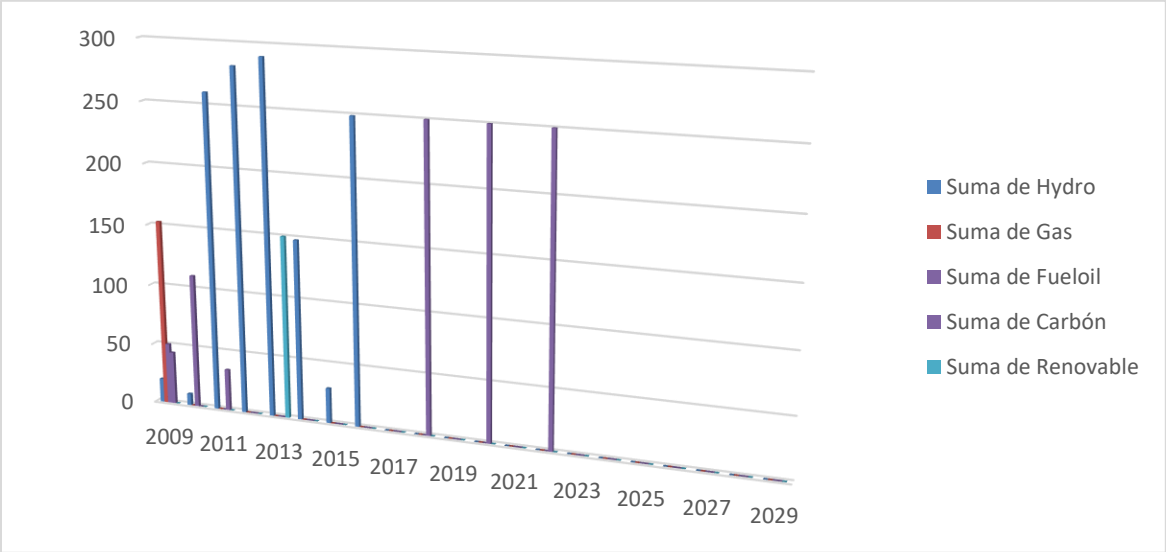

Figura 63 Expansión de la generación en Panamá

Se presenta a continuación la descripción de las políticas consideradas para evaluación.

8.2 Política 1. Incorporación de FNCER al mercado

Con motivo del cambio climático son definidas en el plan de expansión para cada país políticas de integración de fuentes de energía bajas en carbón, esto se lleva a cabo por medio del desarrollo de proyectos eólicos, solares, geotérmicos, y de pequeños aprovechamientos de recursos hidráulicos. El ingreso de las FNCER desplaza generación a base de combustibles fósiles costosa y genera menores precios de la energía, así como la reducción de emisiones de gases efecto invernadero.

Con el ánimo de evaluar el efecto en el mercado de electricidad de la integración al sistema de las FNCER se consideró una participación de estas fuentes de forma escalonada año a año en el mercado colombiano, a saber: el ingreso de una cantidad de potencia en FNCER equivalente al 0,5% de la demanda de energía de cada año en cada mercado hasta llegar a un 5% de la demanda durante 10 años (2025), fecha a partir de la cual se esperaría surjan efecto los diferentes planes de acción y desarrollo de estas tecnologías en el mercado. De otro lado, las demás condiciones de simulación permanecen invariantes bajo los escenarios de demanda y oferta ya especificados.

Esta política se implementa en el modelo a través de la expansión de la fuente de generación denominada Renovables, considerando un valor anual de expansión igual al 0,5% de la demanda de energía del mercado. En el caso colombiano, el ingreso de FNCER se localizaron en el área Norte, por ser el área de mayor potencialidad en este tipo de recursos, en los otros dos mercados, Ecuador y Panamá, el ingreso de los proyectos de generación por FNCER es a nivel nacional.

El impacto de la política 1 sobre el mercado colombiano se presenta en la Figura 64. Como lo indica la lógica, el precio de la energía en el mercado local se ve reducido por el ingreso de FNCER que desplazan generación térmica costosa en el despacho ideal.

Debe tenerse presente que la Figura 64 muestra el comportamiento del precio de la energía en cada país de forma suavizado, es decir, los valores corresponden a la media móvil de los últimos 12 datos (meses).

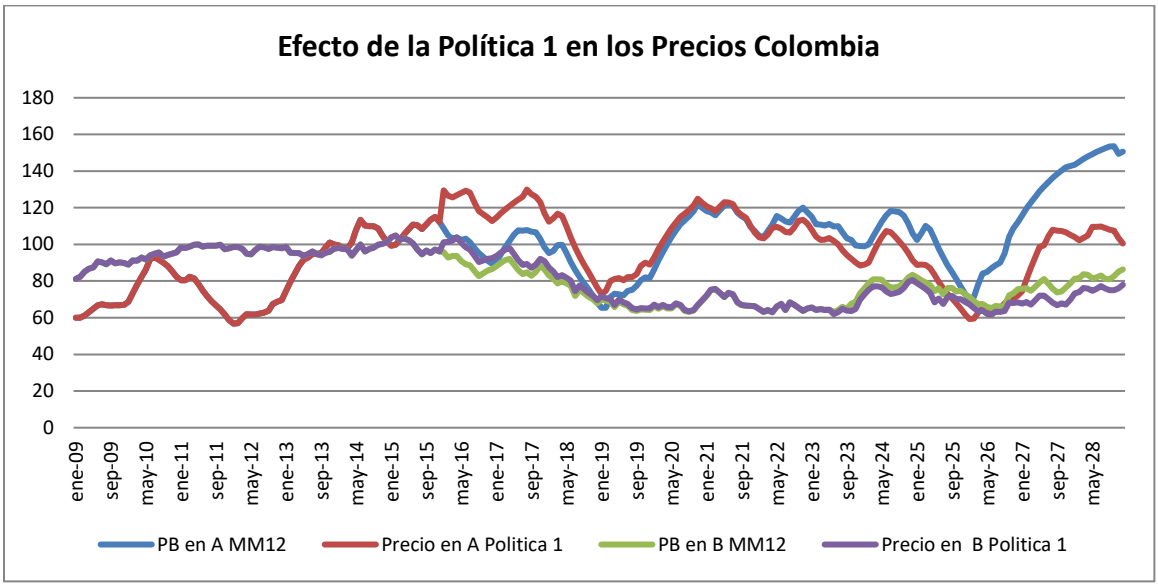

Figura 64 Impacto de la Política 1 en los precios Colombia – Ecuador

La diferencia entre los precios de la energía en bolsa para Colombia y Ecuador antes y después de la política 1 se observa en la Figura 65. El mercado colombiano presenta diferencias mayores en USD/kWh (máximo=50; media=20; mínimo=-27) que el mercado ecuatoriano en USD/kWh (máximo=59 media=4; mínimo=-10), esto debido a su tamaño, pues en términos de demanda de energía, la demanda colombiana es aproximadamente el doble de la demanda ecuatoriana y en términos de capacidad instalada para generación Colombia es 3 veces Ecuador. Luego de lo anterior, el 5% de la demanda de energía en Colombia cubierta con el ingreso de proyectos de FNCER tiene un mayor crecimiento que el 5% de la demanda de ecuador también representado en términos de FNCER.

Otra de las interpretaciones que se puede obtener de la Figura 65 es que ambas curvas crecen, esto se debe principalmente al margen de reserva, ya que los grandes proyectos de generación en ambos mercados en el mejor de los casos está planeado para 2022, a partir de allí, el crecimiento de la demanda se cubre por el ingreso de FNCER y proyectos de generación de menor tamaño.

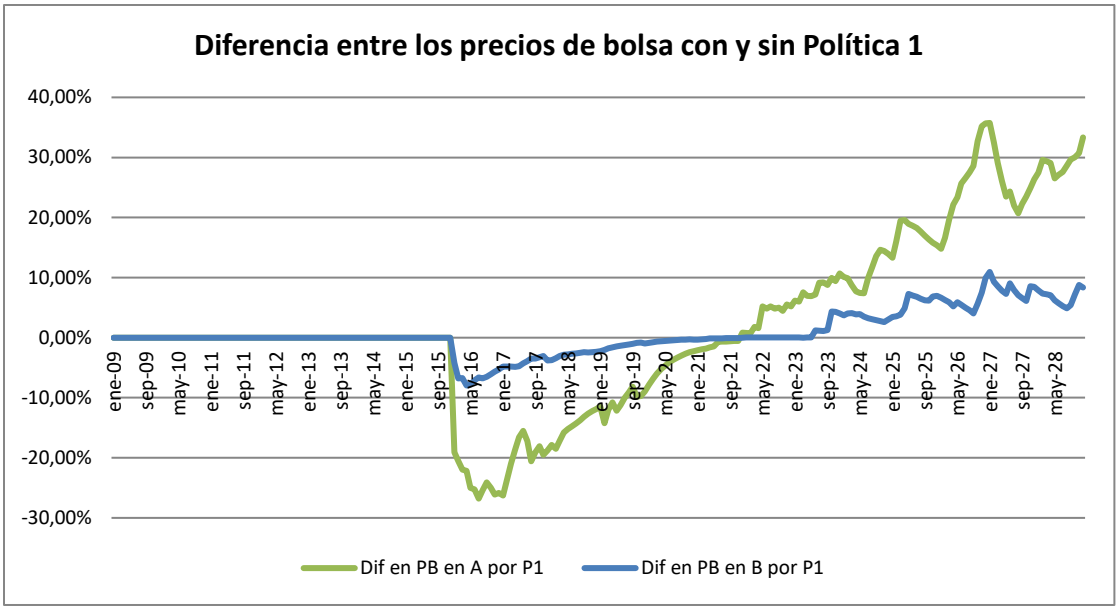

Figura 65 Diferencias entre los precios antes y después de la Política 1

Si se reducen los precios locales, los precios de oferta para importación y exportación también se reducen, porque estos últimos dependen de los primeros, entonces que se esperaría del volumen de los intercambios como resultado de la política 1?.

En la Figura 66 se observa el comportamiento de los intercambios de energía entre ambos mercados. En primer lugar, antes de la Política 1 se encontró que el ingreso de grandes proyectos de generación en Ecuador cambiaría la vocación exportadora que ha tenido Colombia y Ecuador pasaría de ser importador a ser líder exportador de la interconexión. Este cambio de vocación se reafirma con los resultados de la política 1, donde las importaciones de Colombia desde Ecuador se verían incrementadas significativamente, esto es, Colombia llegaría a importar 1562 GWh de energía durante el periodo de simulación (2016 – 2028) bajo los escenarios y condiciones de la simulación establecidas en este caso de aplicación.

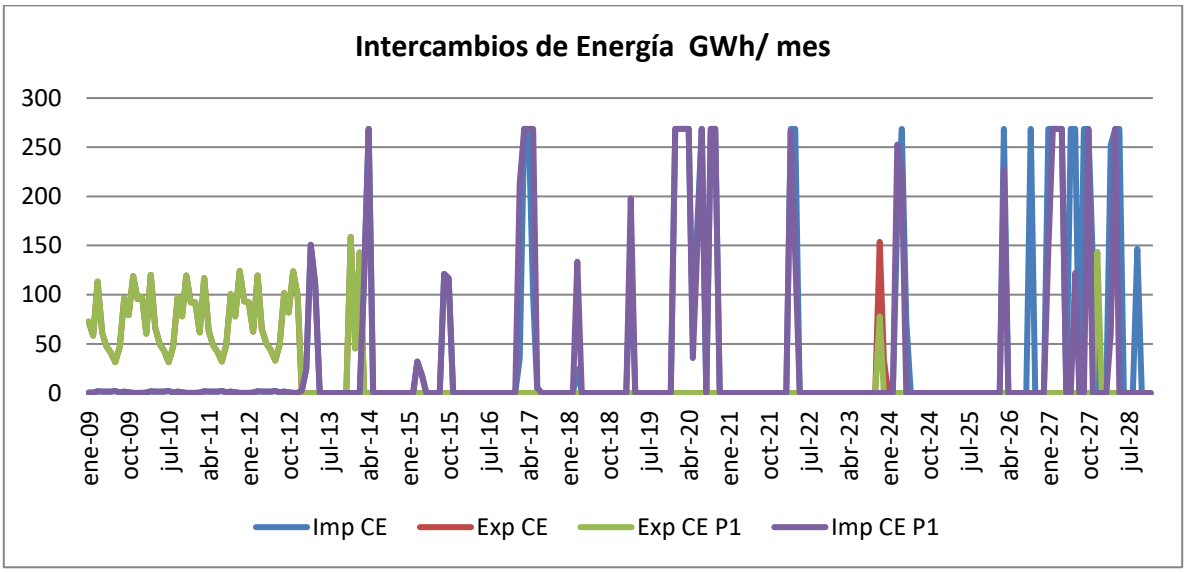

Figura 66 Importaciones y Exportaciones de Energía antes y después de la Política 1.

Para mayor claridad en la Figura 67 se observan las diferencias entre los intercambios de energía presentados antes y después de la implementación de la política 1.

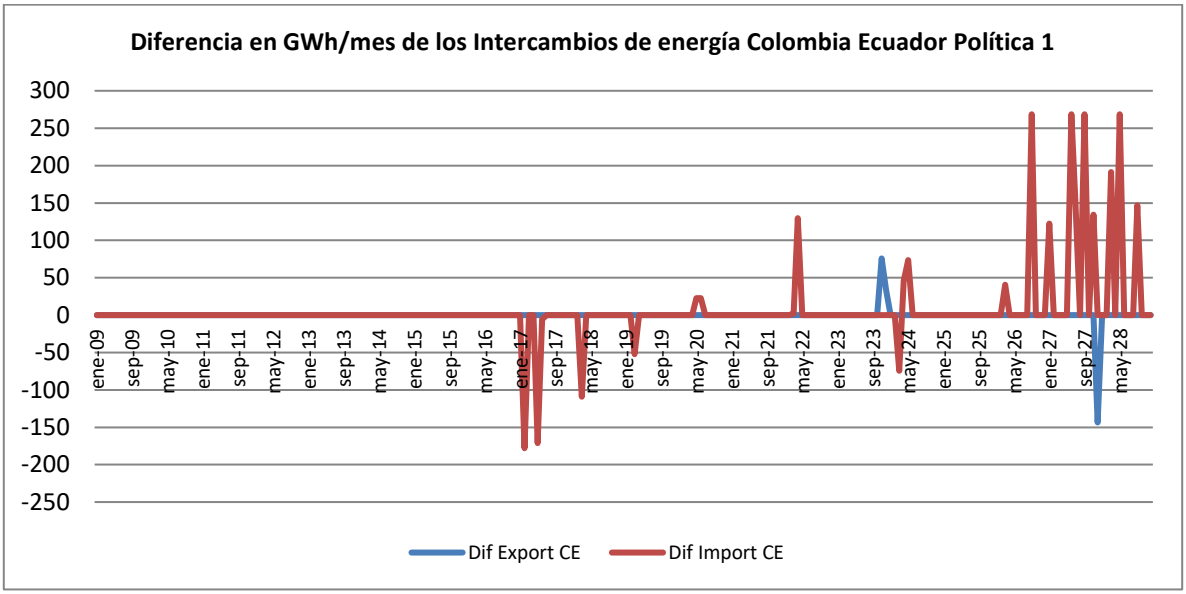

Figura 67 Diferencias entre los intercambios de energía Colombia – Ecuador resultado de la Política 1

Valores negativos de la diferencia de importaciones o de las exportaciones de Colombia y Ecuador debe interpretarse desde su cálculo, de que dicho intercambio se ha incrementado como resultado de la política 1.

$$DIF\ Expt_{ij} = Expt_{ij} - Expt_{ij}{}^{P1} \tag{33}$$

$DIF\ Expt_{ij}$: Diferencia de las Exportaciones entre i y j

$Expt_{ij}$: Volumen de las Exportaciones entre i y j

$Expt_{ij}{}^{P1}$: Volumen de las Exportaciones entre i y j resultado de la Política 1

$$DIF\ Impt_{ij} = Impt_{ij} - Impt_{ij}{}^{P1} \tag{34}$$

$DIF\ Impt_{ij}$: Diferencia de las Importaciones entre i y j

$Impt_{ij}$: Volumen de las Importaciones entre i y j

$Impt_{ij}{}^{P1}$: Volumen de las Importaciones entre i y j resultado de la Política 1

Esto es, Dif import CE: diferencias negativas para las importaciones de energía de Colombia desde Ecuador significan que la política 1 incrementó las importaciones que Colombia haría desde Ecuador, tal como se observa en la Figura 67 para los años 2017-2019, esto es consecuencia del ingreso de grandes proyectos de generación en Ecuador de bajo costo (hidroeléctricos) los cuales son los responsables de colocar a Ecuador en un liderazgo exportador.

Por el contrario, valores positivos indican que las importaciones se redujeron como efecto de la política 1, como se observa al final del horizonte de análisis, donde la demanda se ha incrementado significativamente y el incremento de la oferta de generación se ha estancado, lo que lleva a reducir el margen de reserva del sistema al punto donde el ingreso de las FNCER no alcanzan a cubrir el crecimiento de la demanda.

8.3 Política 2. Incorporación de la participación activa de la demanda en el mercado

Una forma de generar elasticidad para la demanda es darle participación activa en el mercado, de tal forma que pueda reaccionar incrementándose o reduciéndose según el comportamiento del precio de la energía. Esto se logra con tecnología que permita tomar más o menos cantidad de energía del sistema de potencia en cualquier instante de tiempo, así como también con economía y regulación, es decir, con la definición de las reglas y esquemas económicos que definan de su participación en el mercado.

Hay varios mecanismos que permiten la participación activa de la demanda en el mercado: por medio de la elasticidad precio de la demanda, por medio de la autogeneración con fuentes convencionales y no convencionales de energía con destino al autoconsumo, a través de cambios en los hábitos de consumo y por eficiencia energética.

Imprimir un nivel de elasticidad precio de la demanda, requiere definir una curva de variación de la demanda de energía en función de la variación del precio, para el cual existe en los mercados en cuestión, Colombia, Ecuador y Panamá, poca información sobre el tema, dada la característica principal de la demanda de energía de ser inelástica frente al precio en el corto plazo. Sin embargo, un valor determinado en el tiempo, el cual puede ser constante o variable, para la elasticidad puede implementarse para observar el impacto de la política 2 en el mercado.

La sustitución del consumo de energía del sistema eléctrico nacional por una fuente propia de generación para autoconsumo determina la incorporación de fuentes convencionales y no convencionales de energía del lado de la demanda, siendo esta una alternativa con mayor probabilidad de ocurrencia en el corto y mediano plazo, esto es debido a que recientemente se han generado leyes que incentivan la respuesta de la demanda y la integración de FNCER como es en el caso colombiano la Ley 1715 de 2014.
Reducción de la demanda de energía también se puede dar por medio del movimiento interno y reprogramación de la producción en la industria, así como cambios en los hábitos

de consumo para los hogares. Alternativa de respuesta de la demanda que se ve con menor probabilidad de ocurrencia por las consecuencias económicas que estos cambios generarían en un país, además de no ser posible en todos los sectores de la economía y en los hogares en general, realizar cambios significativos en los hábitos de consumo en el corto o mediano plazo.

Un tercer factor que permite la reducción de la demanda en el sistema pero ya no por participación de la demanda en el mercado sino por eficiencia, es precisamente el incentivo a consumir menos energía como resultado de la implementación de planes y programas de eficiencia energética en la industria y los hogares, las expectativas en este sentido se encuentran en un ahorro entre el 10 y 20% del consumo de energía por eficiencia energética (UPME, 2016a), programas que también tienen una alta probabilidad de ocurrencia en el futuro cercano debido a los incentivos que la Ley 1715 de 2014 a propiciado en el caso colombiano.

Cada una de los mecanismos enunciados anteriormente servirían para evaluar una política por cada uno de ellos, sin embargo, para efectos de esta investigación, se definió, probar una política de respuesta de la demanda en el mercado consecuencia de la implementación de los mecanismos de participación anteriores que lleven a una reducción de la demanda hasta del 25% de forma gradual, es decir, 2% anual.

Para mayor claridad en la implementación de la Política 2, la demanda de energía durante el periodo de emulación (2009-2015) corresponde a la demanda real presentada en cada uno de los tres mercados considerados, y la demanda para el periodo de simulación corresponde a la demanda proyectada por el planeador del sistema para cada mercado pero reducida en 2%/anual acumulable hasta llegar a una reducción del 25% en el último año, tal como se observa en la Figura 68 el comportamiento de la demanda anual de energía para el caso normal sin política y para el caso con política.

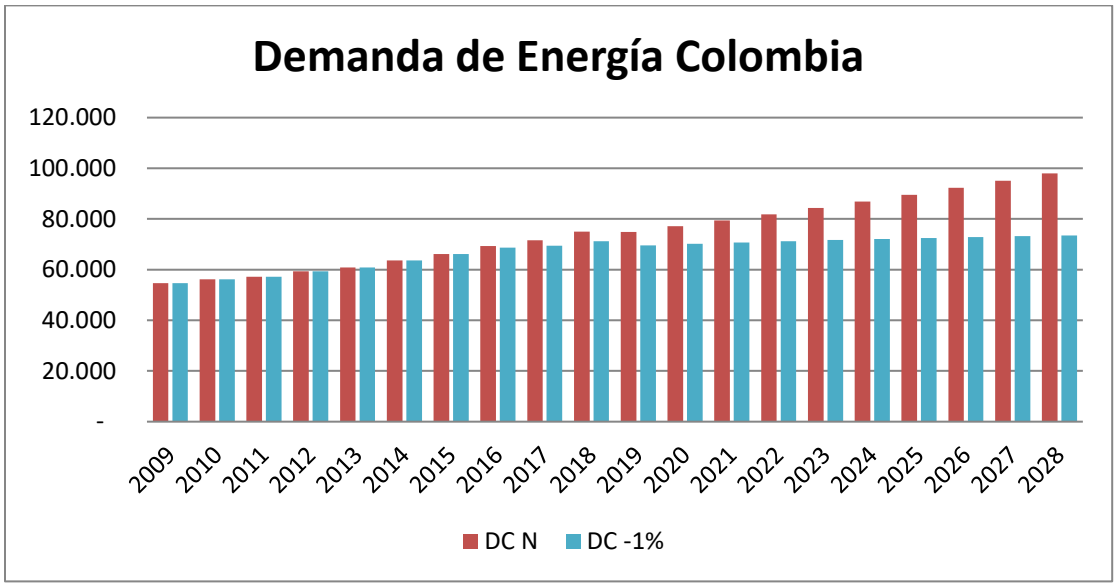

Figura 68 Demanda de Energía Normal y reducida en 1% anual por efecto de la Política 2

El efecto de esta política en los precios del mercado se observa para el caso colombiano en la Figura 69. Una reducción hasta un 25% en la demanda genera una reducción promedio del 27% en el precio, en el mejor de los casos el precio pasa de 150 USD/MWh a 81 USD/MWh al final del horizonte de análisis.

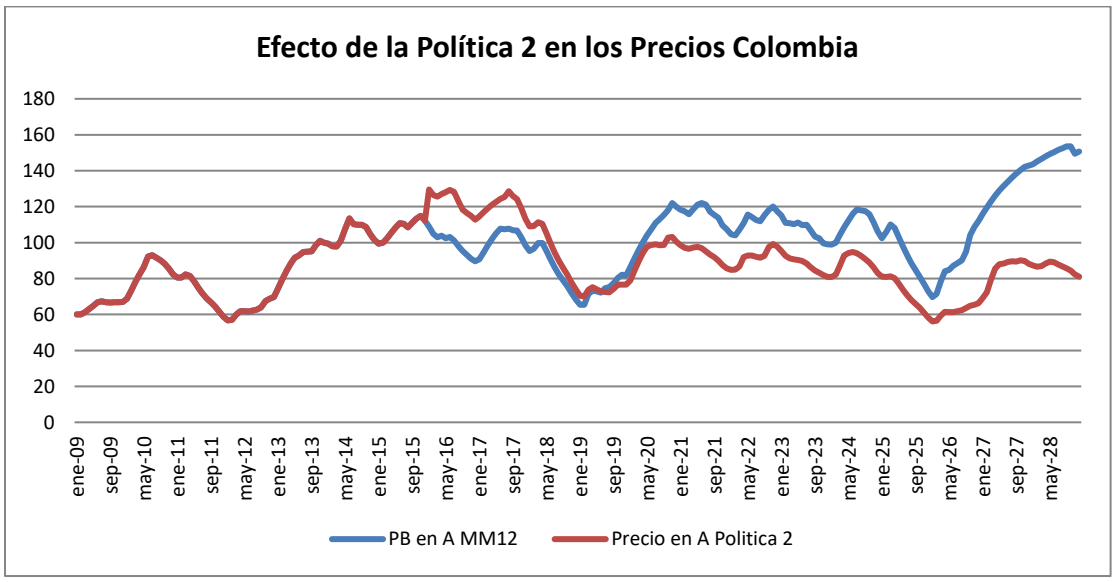

Figura 69 Precios de la energía en Colombia antes y después de la Política 2

Se observa en la Figura 69 que durante el año 2016 y hasta el año 2019 el precio de la energía en bolsa sin política es menor al precio resultante luego de implementar la política 2, esto se debe básicamente a que, la tasa de reducción de demanda de energía durante este tiempo es menor a la tasa de crecimiento de la demanda y el ingreso de grandes proyectos de generación de bajo costo no han tenido lugar en el mercado en dicho intervalo de tiempo.

En el caso ecuatoriano una reducción hasta de un 25% de la demanda de energía en el sistema como efecto de la política 2 de respuesta de la demanda genera una reducción promedio en el precio de la energía de 10 USD/MWh, siendo la máxima reducción del precio 23 USD/MWh, tal como se observa en Figura 70.

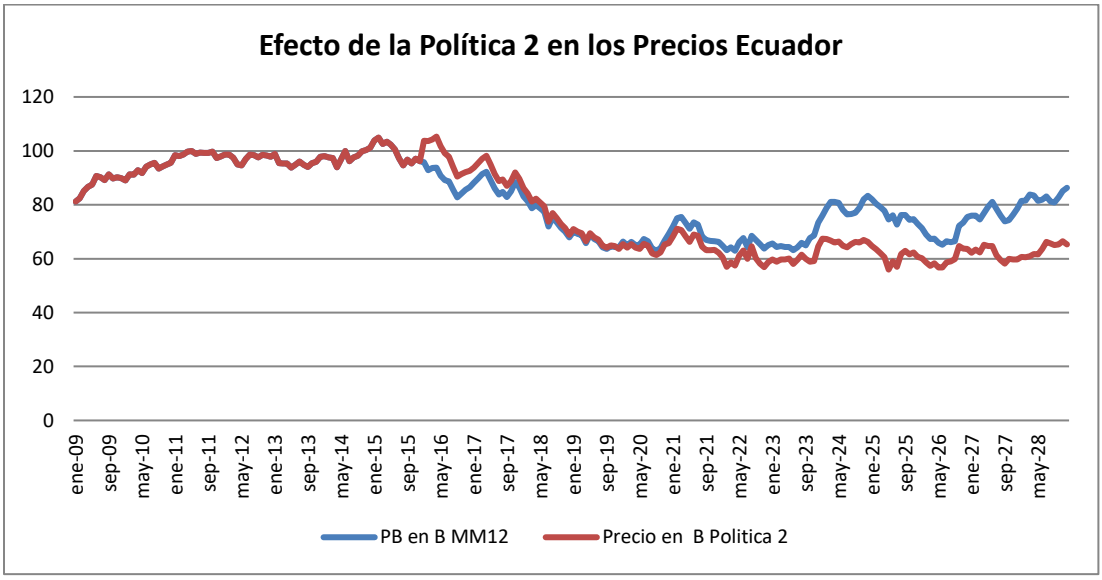

Figura 70 Precios de la energía en Ecuador antes y después de la Política 2

Por su parte en el mercado panameño, el efecto de la política 2 sobre el precio es similar a los dos casos anteriores con la diferencia que dichos precios antes y después de la política 2 se encuentran muy cercanos entre sí, notándose una diferencia promedio de 39 USD/MWh entre 2027 y 2028.

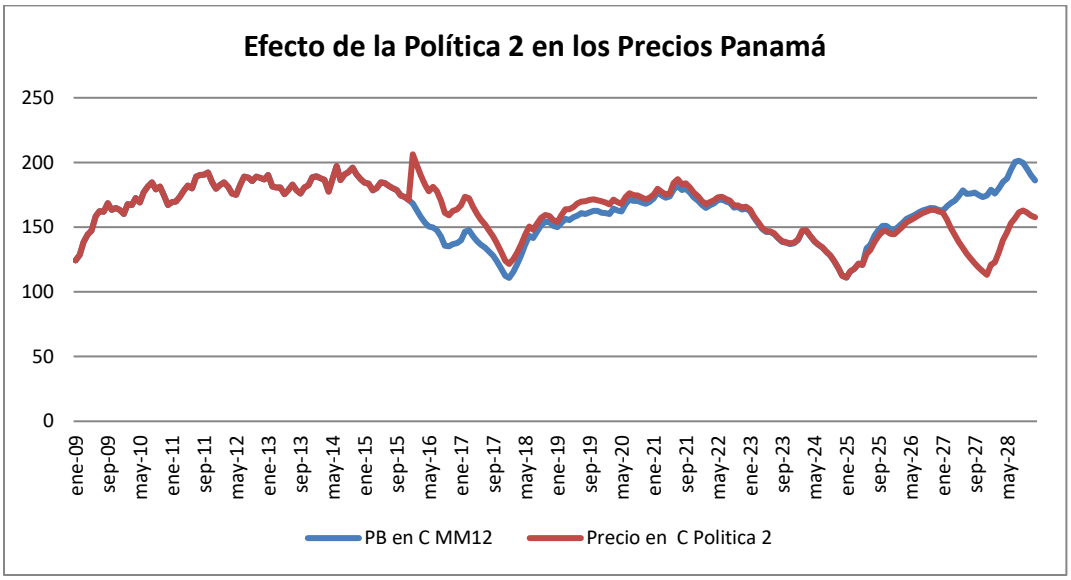

Figura 71 Precios de la energía en Panamá antes y después de la Política 2

El impacto de la política 2 sobre mercado genera una reducción de los precios siendo el mercado colombiano el de mayor impacto, y el ecuatoriano el de menor impacto de esta política en la reducción de los precios.

En relación a los intercambios de energía, es de esperarse que una participación activa de la demanda en el mercado, vista por medio de una reducción de la demanda residual que atienden las plantas de generación producirían un efecto nocivo para los intercambios, esto es, mientras más se reducen la demanda local en un mercado, más se reducen los intercambios de energía entre mercados. Esto es porque la generación local logra cubrir la demanda local a precios inferiores a los de los intercambios.

Como se observa en la Figura 72, el efecto de la política 2 sobre los intercambios de energía entre Colombia y Ecuador produce una reducción significativa de los mismos.

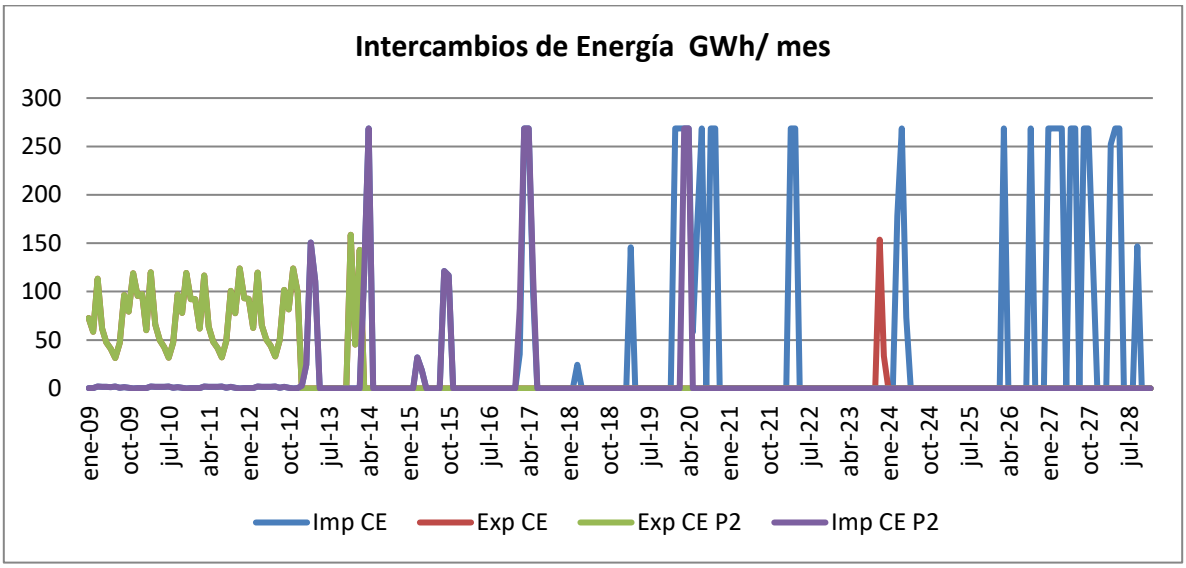

Figura 72 Efecto de la Política 2 sobre los intercambios de energía Colombia - Ecuador

La Diferencias entre los intercambios de energía entre Colombia y Ecuador antes y después de la política 2 se observan en la Figura 73. Valores positivos de esta diferencia indican que los intercambios se han reducido por efecto de la política 2.

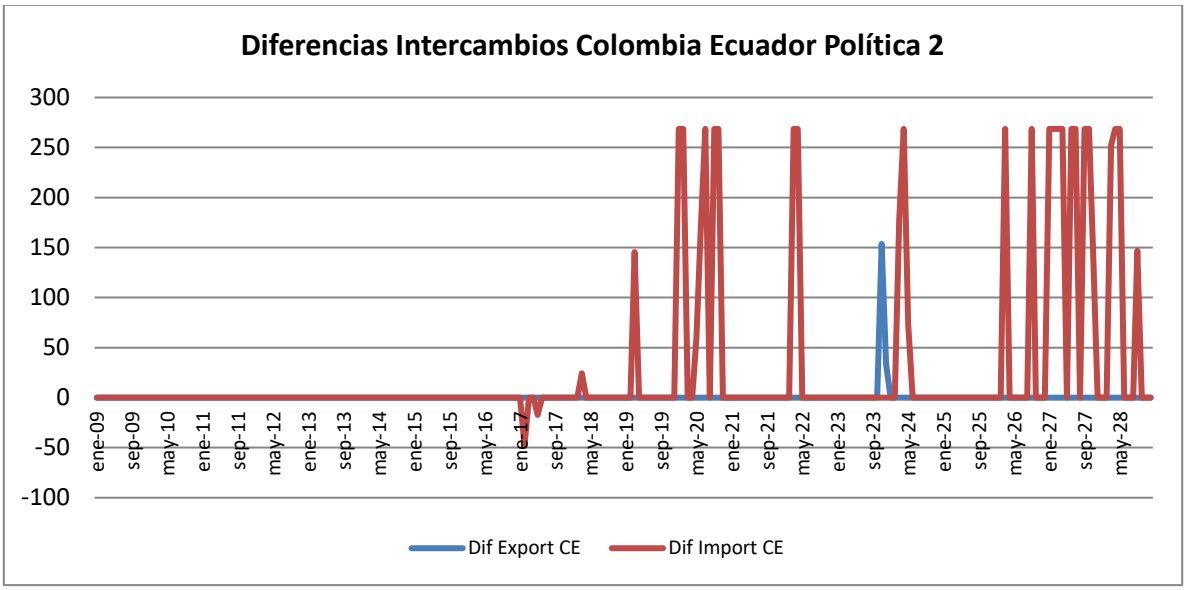

Figura 73 Diferencias entre los intercambios de energía entre Colombia y Ecuador por efecto de la política 2

Los intercambios entre Colombia y Panamá se observan en la Figura 74, donde las importaciones y exportaciones se redujeron como consecuencia de la implementación de la política 2 en ambos mercados. A pesar que la interconexión entre Colombia y Panamá ingresó en el año 2019 en el modelo, no fue hasta el 2021 que los intercambios tuvieron lugar, ya que la reducción de demanda por efecto de la política 2 desplazó los intercambios un par de años y redujo las exportaciones de Colombia hacia Panamá significativamente, de 160 MW/mes a 40 MW/mes.

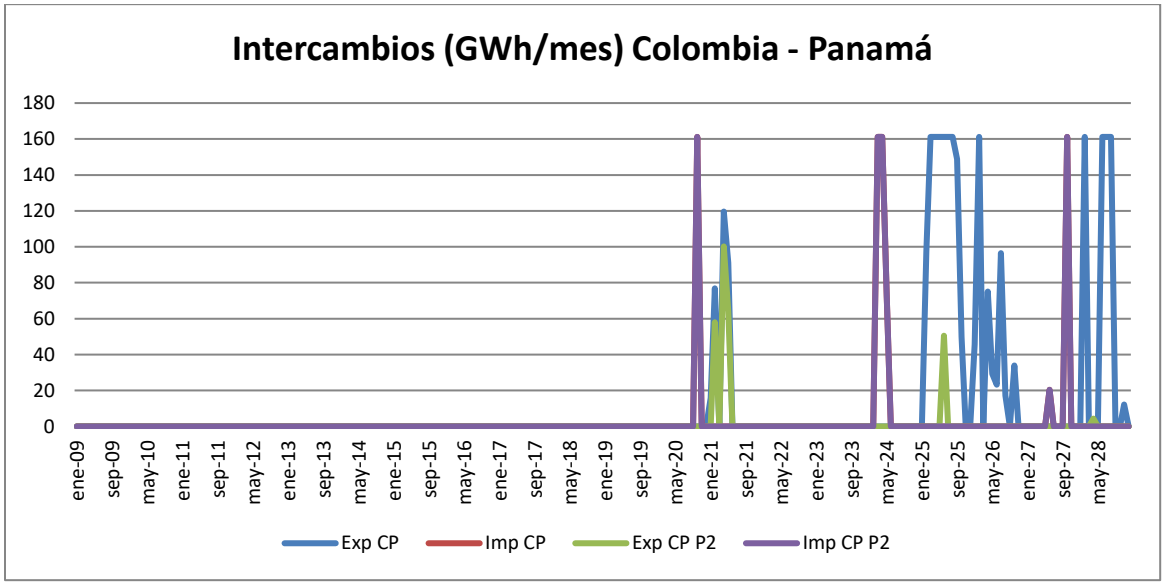

Figura 74 Efecto de la Política 2 sobre los intercambios de energía Colombia - Panamá

El impacto de la política 2 de participación de la demanda en el mercado produce una reducción significativa de los intercambios entre los mercados en cuestión: Colombia, Ecuador y Panamá, siendo los intercambios entre Colombia y Panamá los de mayor reducción.

8.4 Conclusiones del capítulo 8

La consideración de una política energética limpia y amigable con el medio ambiente, genera diversificación de la matriz eléctrica y contribuye a la reducción del efecto del cambio climático, por desplazamiento de generación costosa y altamente contaminante.

La reducción de demanda en el mercado eléctrico como consecuencia de la política de participación activa de la demanda genera impactos significativos sobre los intercambios, reduciendo tanto las importaciones como las exportaciones, toda vez que, una menor demanda residual tiende a ser cubierta por la generación local a precios inferiores a los de la importación del mercado vecino.

La integración de mercados eléctricos requiere considerar en su análisis, el modelamiento y la simulación de los conceptos de soberanía y autonomía energética.

9. CONCLUSIONES

9.1 RESPUESTAS

9.1.1 Respuestas a las preguntas de investigación planteadas en el capítulo 4.

¿Cómo se debe expandir la interconexión y la generación?, pregunta que se resuelve considerando que ambas se encuentran en competencia y por tanto, la que menores costos tenga y mayores beneficios genere, determina la preferencia en la expansión.

En el caso de aplicación, la consideración de los proyectos de generación consignados en los planes de expansión de cada país determinaron la preferencia sobre la expansión, debido a que los grandes proyectos de generación utilizan tecnologías de bajos costos y el nivel de congestión en las interconexiones no fue suficiente para propiciar una expansión significativa de esta sobre la generación local.

¿Quiénes son los ganadores y perdedores de la integración?

Ganadores de la integración son los consumidores del país importador y los productores del país exportador. De otro lado, perdedores de la integración son los productores del país importador, aquellos generadores costosos para los cuales sus costos variables de operación son superiores a los costos de la interconexión.

¿Qué barreras o claves se presentan en el desarrollo de la integración?

Entre las limitantes comunes que se encontraron para el desarrollo de la integración de mercados eléctricos se citan las diferentes dimensiones que caracterizan dicho proceso, ellas son: fisica, económica, regulatoria, política y socio-ambiental, siendo las más limitantes, los aspectos asociados a las dimensiones política y socio-ambiental.

La inclusión de tecnologías de generación limpia o FNCER ha comenzado a jugar un rol importante en los mercados de electricidad a nivel mundial, de ¿Qué forma deben ser consideradas para su integración en mercados eléctricos?.

Son varios los esquemas que propician la integración de FNCER al mercado, entre ellos están, beneficios tributarios para la inversión y uso eficiente de los recursos, tarifas que consideran valores fijos por tipo de tecnología, subsidios, entre otros, todos ellos requieren de un análisis para su implementación en cada mercado en particular. El concepto de sostenibilidad de dichas fuentes en el mercado debe ser analizado para que su utilización no sea baja ni transitoria.

En el caso de aplicación se utilizó un mecanismo de integración de FNCER al mercado definido por incentivos tributarios y bajo el supuesto de un impacto positivo, se llegó a considerar hasta un ingreso del 5% de la demanda atendida con estas fuentes de generación.

¿Qué efectos sobre la integración genera dicha inclusión?
Se observaron efectos sobre la integración generados por la inclusión de FNCER con los resultados de la política 1 en el capítulo No 8, en resumen la integración de estas fuentes de generación limpia al mercado producen reducción en los precios de la energía con el desplazamiento de generación más costosa, se reduce la contaminación ambiental con la reducción de emisiones de CO_2, y mejoran los intercambios de energía entre los mercados a precios más competitivos.

9.2 CUMPLIMIENTO A LOS OBJETIVOS DE LA TESIS

El cumplimiento del objetivo general se dio a través del cumplimiento de los objetivos específicos, debido a que en este documento se describe un esquema de evaluación de la

dinámica de integración de mercados de electricidad, principalmente en el capítulo 6 y resultados de su aplicación en el capítulo 7.

El cumplimiento de los objetivos específicos se describe a continuación.

- Establecer un conjunto de escenarios de integración de mercados eléctricos.

  Este objetivo se ve cumplido con la definición del caso de aplicación, donde se consideró el plan de expansión de cada mercado considerado, en este sentido, cada plan de expansión define un conjunto de obras de generación y transmisión que marcan parte de la definición de los escenarios de oferta con el ingreso de capacidad, así como las condiciones de hidrología, demanda, disponibilidad y precio de los combustibles determina parte de los escenarios también. Principalmente, la integración futura entre Colombia y Panamá bajo un esquema similar al existente para la integración entre Colombia y Ecuador, determina finalmente el escenario de integración considerado.

- Desarrollar un modelo de simulación en dinámica de sistemas donde se observen las dinámicas de la integración de mercados eléctricos, posibles apagones, el exceso de capacidad y vacíos regulatorios (ganadores y perdedores).

  Este objetivo se ve cumplido con la descripción del modelo y el capítulo de caso de aplicación que incluyó el análisis de resultados, además del capítulo de No 8 de evaluación de políticas.

- Probar el modelo de simulación.

  Las pruebas al modelo de simulación desarrollado se encuentran detalladas en el anexo A de este documento de tesis, las cuales fueron satisfactorias y por tanto, el modelo desarrollado al reproducir el pasado, genera confianza para los resultados futuros simulados.

- Describir y probar el esquema propuesto.

  El esquema de evaluación para la dinámica de integración de mercados de electricidad se cumplió con el capítulo de descripción del modelo y su aplicación sobre un caso real como fue la integración entre Ecuador – Colombia y Panamá

- Aplicar el esquema propuesto para evaluar la integración del mercado eléctrico colombiano con sus vecinos en SIEPAC o en la CAN.

  Un vecino de Colombia en SIEPAC es Panamá y un vecino de la CAN es Ecuador, por tanto, ese objetivo se cumplió a cabalidad con el capítulo de caso de aplicación.

9.3 CONCLUSIONES

Las conclusiones que se derivan de la investigación realizada se pueden clasificar en tres tipos, conclusiones sobre el caso de aplicación, conclusiones de carácter metodológico y conclusiones teóricas.

9.3.1 Conclusiones sobre el caso de aplicación

Con base en la información sobre la expansión del sistema eléctrico de cada uno de los tres países considerados, y bajo el escenario hidrológico de repetición del pasado en el futuro, Ecuador podría pasar de importar el 15% de su demanda desde Colombia a exportar hasta el 5% de la demanda de Colombia.

La caída del precio de la energía en Colombia como consecuencia del ingreso de grandes proyectos de generación es muy pequeña en comparación con la subida del precio frente a escenarios de hidrología crítica.

Panamá al tener alta dependencia de los recursos fósiles es un país que se beneficia significativamente de la interconexión con Colombia, con suministro eléctrico a menor precio.

La consideración de una política energética limpia y amigable con el medio ambiente, genera diversificación de la matriz eléctrica y contribuye a la reducción del efecto del cambio climático, por desplazamiento de generación costosa y altamente contaminante.
Existen complementariedades hidrológicas entre los tres países que deben ser aprovechadas para generar mayores beneficios para los consumidores.

La sociedad está compuesta de dos grandes actores, los productores y los consumidores, la generación de política energética de un país debe considerar ambos componentes para su definición de desarrollo. Esto es, por ejemplo, considerar además de los criterios tradicionales de eficiencia y seguridad, los criterios de sostenibilidad y equidad para el desarrollo de los mercados de energía y su integración.

La integración de mercados eléctricos requiere considerar en su análisis, modelado y evaluación de los conceptos de soberanía y autonomía energética.

9.3.2 Conclusiones metodológicas

No hay suficiente evidencia para afirmar cual esquema de integración o mecanismo de alivio de la congestión es el mejor. En esta investigación se utilizó un modelo en dinámica de sistemas tomando en cuenta elementos del mercado tales como: competencia, señales para los agentes, poder de mercado, precio, oferta, demanda, entre otros.

La diversificación de la canasta eléctrica debe ser un hecho en el mercado, dependencia de los fenómenos climáticos de centrales hidroeléctricas, generan aleatoriedad del precio e incertidumbre en la seguridad del suministro. En este sentido, un regulador debe sopesar la eficiencia económica de precios bajos por la hidroelectricidad, con la seguridad en el suministro de centrales térmicas frente a condiciones críticas de hidrología.

Los mecanismos de integración para el aprovechamiento de la complementariedad en la oferta y la demanda de los mercados eléctricos deben incluir el desarrollo de inversiones en capacidad que garanticen el suministro eléctrico en el largo plazo a precios razonables.

La riqueza que ganan los consumidores de un país importador es comparable con la pérdida que obtienen los productores del mismo país, en este sentido, mecanismos que equilibren la riqueza de la sociedad, es decir, de ambos miembros, consumidores y productores, propiciarían un ambiente favorable para el desarrollo de la interconexión.

Las condiciones iniciales de la integración de mercados eléctricos determinan en gran medida la magnitud de los intercambios y el desarrollo del mismo.

9.3.3 Conclusiones teóricas

El modelo desarrollado permite la evaluación de la dinámica de integración de mercados de electricidad bajo el planteamiento de diferentes escenarios.

La consideración de tres áreas al interior de un mercado principal resulto ser una propuesta adecuada para observar comportamientos que se pierden con una aproximación nacional.

La consideración de la red local en un mercado de electricidad suministra mayor cercanía a la realidad del sistema eléctrico.

La consideración de restricciones de la red y limitantes de la generación por hidrología, disponibilidad y precios de los combustibles, genera mayor nivel de cercanía sobre la realidad del mercado de electricidad.

La hipótesis dinámica planteada resultó válida desde diferentes puntos de vista, la estructura del modelo, la representación de comportamiento pasado y esperado así como la evaluación de políticas.

La hipótesis desarrollada es de aplicación entre países y entre áreas de un mismo mercado.

El modelo desarrollado es flexible, permitiendo así su utilización en otros casos de aplicación, inclusive en mercados de naturaleza distinta como son los mercados zonales.

Como resultado de esta investigación, se cuenta ahora con una herramienta que permite comprender mejor la integración de mercados eléctricos. Hemos podido estudiar el comportamiento de la capacidad de generación y de la interconexión, y su efecto sobre el precio y la congestión.

Es importante resaltar que para el largo plazo se requiere de la definición de políticas que garanticen la expansión del sistema a precios razonables. El modelo desarrollado en esta investigación permite evaluar políticas de expansión y de intercambios comerciales de electricidad que soporten la toma de decisiones relacionada.

Deben ser consideradas modificaciones sobre la forma de calcular el margen de reserva, de manera que el valor obtenido se acerque a la realidad de cada mercado en particular, por ejemplo, cambiar la capacidad instalada por la capacidad o potencia disponible, inclusive, o mejor aún calcularlo en términos de energía firme.

El esquema desarrollado para la evaluación de la dinámica de la integración de mercados de electricidad permite definir el nivel de integración de los mercados, los escenarios de comportamiento de los mercados frente a la evaluación de políticas energéticas.

9.4 TRABAJO FUTURO

Desde el punto de vista de la modelación debe considerarse un mayor nivel de desagregación sobre la demanda para evaluar políticas de participación de la demanda en el mercado eléctrico.
Ampliar el modelo a un número mayor de mercados integrados.

Aplicación del modelo sobre otros mercados es de gran relevancia para su difusión y aprovechamiento.

Debe ser considerado mayor nivel de detalle sobre aspectos financieros para que el modelo represente mejor la realidad de los inversionistas.

Son de relevancia el diseño y evaluación de políticas sobre el desarrollo de la integración de mercados de electricidad para la aplicación del modelo bajo escenarios de hidrología preestablecida.

La resolución a los problemas que se plantearon en el numeral 4.6 definen diferentes líneas de trabajo futuro investigativo.

La capacidad de exportación y la de importación en este caso se asumieron iguales, pero puede ser desagregada como elemento de relación entre la capacidad de generación y transporte local, con la capacidad de la interconexión en una futura investigación.

El análisis de confiabilidad del sistema para los proyectos nuevos o de expansión del sistema, tanto para la oferta como para la demanda, puede ser implementado bajo la consideración de análisis de consistencia de capacidad y relaciones entre la oferta y la demanda de potencia.

La evaluación de políticas de seguridad y confiabilidad en el suministro puede darse en el modelo a través de la definición de los parámetros de disponibilidad de las fuentes de generación y de los costos de los combustibles, es objeto de un trabajo futuro realizar dicha evaluación soporte al análisis de políticas energéticas para el desarrollo de los mercados de electricidad.

Se requiere cuantificar por medios matemáticos, la valoración cualitativa de las dimensiones de la integración de mercados de electricidad propuesta en este trabajo para la definición del nivel de integración.

9.5 APORTES

La investigación desarrollada sobre la evaluación de la dinámica de la integración de mercados de electricidad generó aportes a la ciencia en términos de modelación de mercados de electricidad, modelación de mercados de electricidad integrados, evaluación de políticas para el desarrollo de los mercados de electricidad, aprendizaje sobre el comportamiento de las variables fundamentales del mercado y sobre la concepción de la integración de los mercados de electricidad.

Este trabajo investigativo hace un aporte a la ciencia en relación a la definición de un esquema que permite valorar el nivel de integración de los mercados de electricidad, considerando diferentes aspectos: físico, económico, legal, político, social y ambiental.

Otro de los aportes de esta investigación es la hipótesis dinámica que se formuló para representar las relaciones entre las variables clave que definen la dinámica de la integración. Dicha hipótesis partió de planteamientos previos, validado por la comunidad científica y complementada por el autor con la consideración de elementos que no se habían tenido en cuenta en trabajos similares, como son, la red, las restricciones, la regionalización, etc.

9.6 Difusión

Avances sobre la investigación realizada se fueron presentando en diferentes espacios académicos, inicialmente en los seminarios de investigación que la universidad dispone para la discusión como fue el caso del seminario mensual a cargo de los profesores Isaac Dyner y Carlos Jaime Franco, donde participaron profesores y estudiantes de la universidad

así como también profesores de otras universidades a nivel nacional e internacional en su calidad de invitados.

De otro lado y de forma más específica, difusión del trabajo realizado se presentó en los siguientes eventos:

- XXII Encuentro Universitario de Ingenieros Industriales EUDII y la décima versión del Encuentro Colombiano en Dinámica de Sistema. Realizado en la ciudad de Cali – Colombia en septiembre de 2012

- En el X Congreso Latinoamericano de Dinámica de Sistemas III Congreso Brasileño de Dinámica de Sistemas I Congreso Argentino de Dinámica de Sistemas, realizado en la ciudad de Buenos Aires Argentina en 2012.

- En el 8tvo Encuentro Colombiano y Congreso Latinoamericano de dinámica de sistemas. Realizado en la Universidad Pontificia Bolivariana en Medellín en Noviembre de 2010.

- Organización Latinoamérica de Energía. OLADE. La Dinámica de la Integración de Mercados Eléctricos, caso de estudio Colombia, Ecuador y Panamá. Mayo de 2014. Webinar dentro de la Red de expertos en Integración Energética.

10. REFERENCIAS

[1] Adamec, M., M. Indráková, y M. Karajica. (2008) “The European Electricity Market and Cross-Border Transmission” 19 de Noviembre de 2008.

[2] Amundsen Eirik S, Bergman Lars, Nils-Henrik M, Von Der Fehr. ¨The Nordic Electricity Market: Robust by Design?¨ Chapter 5th. Electricity market Reform: An International Perspective. Edited by Sioshansi & Pfaffenberger. Elsevier. London. Great Britian.

[3] APEX. Asociation of Power Exchanges. (1999). Fifth annual conference of the association of power exchange. Document of conclusión 1999.

[4] _____ (2007). “Energy Viewpoints”. Market Coupling: Key to EU Power Market Integration. Noviembre de 2007.

[5] _____ (2007a). “Energy Viewpoints”. Market Coupling: A Preferred Solution for Cross-Border Power Capacity Utilization.

[6] Aracil, J. (1992). Introducción a la Dinámica de Sistemas. Ed. Alianza editorial AU.Textos. Madrid

[7] _____ y Gordillo F. (1997). Dinámica de Sistemas. Alianza Universidad Textos. Madrid.

[8] Arango Santiago, Dyner Isaac, Larsen Erick (2006). Lesson from the regulation in South America: Understanding hydro based electricity markets. Utilities Policy.

[9] _____. y Moxnes, E. (2007). Cyclical behaviour in electricity markets: an experimental study. Conference Proceedings The 2007 International Conference of the System Dynamics Society and 50th Anniversary Celebration July 29 – August 2, Boston, Massachusetts, USA.

[10] Bailey, E.M., 1998. The geographic expanse of the market for wholesale electricity. Massachusetts Institute of Technology. http://web.mit.edu/ceepr/www/98003.pdf

[11] Aslam, J. y Saeed, K. (1995). Electricity conservation in domestic sector of Pakistan: A System Dynamics approach. Proceedings of the International System Dynamics Conference (Vol. 2, pp. 333-341). Tokyo, Japan.

[12] BELPEX. (2009). “Market Coupling”. http://www.belpex.be/index.php?id=4

[13] Bessembinder, H., Lemmon, M., 2002. Equilibrium pricing and optimal hedging in equilibrium electricity forward markets. Journal of finance 57, 1347–1382.

[14] Barton, P. y Bull, M. (1986). Planning conservation programs decision support with the Conservation Policy Analysis Model. Proceedings of the International Conference of the System Dynamics Society (pp. 661-669).Seville, Spain.

[15] BID. (2009). Banco Interamericano de Desarrollo. Carta Mensual INTAL No 204. Agosto de 2013. URL: http://www19.iadb.org/intal/cartamensual/cartas/Articulo.aspx?Id=735c0c8d-8212-477a-a5ca-583e7bbeaf38

[16] Boisseleau, François, y Laurens de Vries (2004). “Congestion management and power exchanges: their significance for a liberalized electricity market and their mutual dependence”. Septiembre de 2004.

[17] Boisseleau, François (2004). The rol of power exchanges for the creation of a single Europe Electricity Market: market design and market regulation. Thesis for doctoral in sciences economics. In the Université Paris IX. Edit in. Delft University Press. Netherlands.

[18] Axelrod, R.: The complexity of cooperation: agent-based models of competition and collaboration. Princeton, Nueva Jersey : Princeton University Press, 1997. ISBN 0691015678.

[19] Banal-Estañol, A. ; Rupérez Micola, A.: Behavioural simulations in spot electricity markets. En: European Journal of Operational Research 214 (2011), Nr. 1, p. 147 - 159. ISSN 03772217.

[20] Botero S., Cano J. “Análisis de series de tiempo para la predicción de los precios de la energía en la bolsa de Colombia”. Cuadernos de Economía No. 48. Páginas 163 – 208. Universidad Nacional de Colombia. 2008.

[21] Borenstein, S., Bushnell, J., Knittel, C.R., Wolfram, C., 2004. Inefficiencies and Market Power in Financial Arbitrage: A Study of California's Electricity Markets. http://www.ucei.berkeley.edu/PDF/csemwp138.pdf.

[22] Borshchev, A. y Filippov, A. (2004). From System Dynamics and Discrete Event to Practical Agent Based Modeling: Reasons, Techniques, Tools. Proceedings of the22nd International Conference of the System Dynamics Society. Oxford, England.

[23] Bower John & Derek Bunn. (2002). Experimental analysis of the efficiency of uniform – price versus discriminatory auctions in the England and Wales electricity market. Journal of Economic Dynamics & Control.

[24] Brunekreeft, G., Newbery, D. (2006). Should merchant transmission investment be subject to a must-offer provision? Journal of Regulatory Economics 30, 233–260.

[25] Bunn, D.W., 2004. Modelling Prices in Competitive Electricity Markets. Wiley. 139780470848609.

[26] _____, Larsen, E., Vlahos, K. (1997). Complementary modeling approaches for analysing several effects of privatization on electricity investment. In D. Bunn y E. Larsen (Eds.), Systems modelling for energy policy (pp. 303-325). Chichester: John Wiley & Sons.

[27] _____ & Gianfreda Angelica. (2010). Integration and shock transmissions across European electricity forward markets. Energy Economics.

[28] Cadena Luis & Sanint Enrique. (2005). Evaluación ambiental prospectiva de interconexiones eléctricas internacionales. II congreso internacional sobre el medio ambiente y la industria energética. CIMAIE. Rosario – Argentina.

[29] Campuzano Claudia (2002). Determinación del Poder de Mercado para los Generadores en el Sector Eléctrico Colombiano. Maestría en Recursos Hidráulicos. Escuela de Geociencia y Medio Ambiente. Universidad Nacional de Colombia Sede Medellín.

[30] Cadavid Lorena. 2015. Aproximación metodológica al análisis de la difusión de innovaciones en productos que utilizan tecnologías limpias considerando elecciones individuales de adopción. Tesis de doctorado. Universidad Nacional de Colombia Sede Medellin. 2015.

[31] CAN, 2002. Decisión 536. Comunidad Andina de Naciones. Marco general para la interconexión subregional de sistemas eléctricos e intercambio intracomunitario de electricidad. 19 de diciembre de 2002. Lima. Perú.

[32] Castillo Isaac 2013. Apuntes sobre la integración eléctrica regional y propuestas para avanzar. Organización Latinoamericana de Energía. OLADE. Abril de 2013.

[33] Castañeda M., Franco C., Dyner I. The Effects of descarbonisation policies on the electricity sector. IEEE Xplore. IEEE Latinamerican Transacction. Vol 13. Issuse 5. 2015.

[34] CEFIR, 2015. Integración Energética en el MERCOSUR. URL: http://cefir.org.uy/atlas/index.php?option=com_content&view=article&id=6:integracion-energetica-en-el-mercosur&catid=1:fichas1-7&Itemid=9. Última visita 19 de Agosto de 2015.
[35] Ceballos Y.; Baqueiro O.; Dyner I (2014). Analysis of the social development in isolated rural areas through agent-based simulation. Revista Ingeniería Universidad de Medellín. vol.13 no.24 Medellín Jan./June 2014. ISSN: 1692-3324.
[36] Cepeda Mauricio, Saguan Marcelo, VirginePignon (2008). Generation adequacy and transmission interconnection in regional electricity markets. Worhingpaper No 15. Noviembre de 2008. Laboratorio de Análisis Económico de Sistemas Energéticos (Larsen). Francia.
[37] Cepal, 2013. Análisis del Mercado eléctrico regional de Centroamérica y acciones para impulsar proyectos de generación nacional. Comisión Económica para América Latina y el Caribe.
[38] CENACE, 2015. Operador del Sistema Eléctrico ecuatoriano. Datos del Sistema Eléctrico. URL: http://www.cenace.org.ec/
[39] Comisión de Integración Energética Regional CIER, 2013. Proyecto CIER 15. Estudio de alternativas de transacciones de energía entre los sistemas de la región Andina, América Central y Cono Sur. Factibilidad de su integración Fase I y II. Consultores Consorcio: PSR- Brasil, Mercados Energéticos Argentina, SYNEX Chile. Financiación CIER, CAF y Banco Mundial. 2013.
[40] Chandley C (2001). Developing Forward markets based on flowgate rights analysis of the alliance company`s hybrid market proposal LECG market design team in Cambridge, Massachusets.
[41] Checkland, P. (1993). System Thinking, System Practice. Ed John Wiley. New York. EEUU.
[42] CIEP. (2004). “Integration of markets. Benefits, preconditions and impediments”.
[43] Conesa Eduardo. 1982. Conceptos Fundamentales de la Integración Económica. Estudios Económicos. Buenos Aires Argentina INTAL. 1982. Disponible en URL: http://www10.iadb.org/intal/intalcdi/integracion_latinoamericana/documentos/071-Estudios_Economicos.pdf. Fecha de última visita. Septiembre de 2015.
[44] Coyle, R. (1996). System Dynamics modelling: A practical approach. London: Chapman & Hall.
[45] CIER, 2011. Comisión de Integración Energética Regional. Síntesis informativa energética. Información del sector energético en países de América del Sur, América Central y del Caribe. Montevideo. Uruguay, Junio 10 de 2012.
[46] CNE (2006). “Modelos de los mercados energéticos. Integración regional y desarrollo de los mercados”.
[47] Cornwall Nigel. (2008). Achieving Electricity Market Integration in Europe. Competitive Electricity Markets. Design, Implementation, Performance. Elsevier. London. Great Britian. Edited by. SioshansiFereidoon.
[48] Creti, Anna, EileenFumagalli, Elena Fumagalli, y GiusiSquicciarini. (2008) “Market coupling: looking at the future of the Italian Power Exchange”.
[49] Cramton P., Stoft S. “Colombia Firm Energy Market”. 2006
[50] Cramton P., “Colombia’s Forward Energy Market”. 2007

[51] Departament For Internacional Development. DFID. (2005) “Guías Sobre Medios de Vida Sostenibles MVS”. http://www.livelihoods.org/info/info_guidanceSheets.html Consultado en julio de 2005

[52] DAKHLAOUI A. “Dynamic Games in the Wholesale Market”. Polytechnic Institute of Tunusia. Portugal. 2008.

[53] Departamento Nacional de Planeación DNP (1999). Plan Colombia. Sector de Energía. Bogotá.

[54] De Vany, A.S.,Walls, W.D., 1999a. Cointegration analysis of spot electricity prices: insights on transmission efficiency in the western US. Energy Economics 21, 435–448.

[55] De Vany, A.S., Walls, W.D., 1999b. Price dynamics in a network of decentralized power markets. Journal of Regulatory Economics 15, 123–140.

[56] Departament For Internacional Development. DFID. (2005) “Guías sobre medios de vida sostenibles MVS”. http://www.livelihoods.org/info/info_guidancesheets.html. Visitada en marzo de 2005

[57] DIAZ F.J. “Optimización de la Operación y Evaluación de la Eficiencia Técnica de una Empresa de Generación Hidroeléctrica en Mercados de Corto Plazo”. Tesis Doctoral. Universidad Nacional de Colombia. 2011.

[58] Dyner, I. (1995). Dinámica de sistemas y simulación continúa en el proceso de planificación. COLCIENCIAS y Universidad Nacional de Colombia Sede Medellín.

[59] _____ García Mario, Franco Carlo, Montoya Santiago, Arango Santiago (2007a). Sistemas de Seguimiento a Mercados Eléctricos Internacionales. Aplicación a los países de la Región Andina. Colciencias y XM: CID, UNAL, Bogotá D.C.

[60] _____, y Bunn, D. (1997). A systems simulation platform to support energy policy in Colombia. In D. Bunn y E. Larsen (Eds.), Systems modelling for energy policy (pp. 259-271). Chichester: John Wiley & Sons.

[61] _____, y Larsen, E. (2001). From planning to strategy in the electricity industry. Co-author: E. Larsen. Energy Policy, Vol 29, No. 13.

[62] _____, Ochoa, P., Bedoya, L., Arango, S., Franco, C., Vargas B. (2001). "Enerbiz: strategy and risk management in electricity trading." En: EstadosUnidos. 2001. Evento: The 19th International Conference of the System Dynamics Society Ponencia: Libro:Proceeding of the The 19th International Conference of the System Dynamics Society, System Dynamics Society , p.1 - 15 .

[63] _____, Osorio, S., Smith, R., Arango, S. (2002). "System dynamic model to analyze investments in power generation in Colombia.". Evento: The 20th International conference of the System Dynamics Society, Palermo, Italy, July 2002 Ponencia: Libro:International System Dynamics Conference, Palermo, Italy, July 2002. Organizational Change Dynamics - Understanding Systems, Managing Transformation, System Dynamics Society , p.1 – 15.

[64] _____, Álvarez C, Cherni J. SD (2005). For assessing the contribution of energy to sustainable livelihoods in poor developing nations. Memories XXII International conference of system dynamics society. Boston. USA. 2005

[65] _____, & Zuluaga, M. (2006). System Dynamics for Assessing the diffusion of wind power in Latin America: The Colombian case. Conference Proceedings The 24th International Conference of the System Dynamics Society July 23-27, 2006 Nijmegen, The Netherlands.

[66] _____, García M, Franco C, Montoya S, Arango S (2007). Sistemas de Seguimiento a Mercados Eléctricos Internacionales. Aplicación a los países de la Región Andina. Colciencias y XM: CID, UNAL, Bogotá D.C.

[67] _____, Arango, S. y Franco, C. (2007b). Can a Reliability Charge Secure Electricity Supply? An SD-based assessment of the Colombian power market. The 2007 International Conference of the System Dynamics Society and 50th Anniversay Celebration July 29 – August 2, Boston, Massachusetts, USA.

[68] _____, Franco Carlos, Arango Santiago (2008). El mercado mayorista de electricidad colombiano. Universidad Nacional de Colombia, Sede Medellín. 1 Ed. Medellín Colombia.

[69] _____ & Garcia Mario (2009). El sector eléctrico estadounidense. Oportunidades para la exportación de energía a Estados Unidos más allá del TLC. Editado por. García Mario. Universidad Nacional de Colombia. Facultad de Ciencias Económicas. Bogotá. Colombia.

[70] _____, Peña, G., Arango, S. (2009a). Modelamiento para la simulación de sistemas socio-económicos y naturales. Universidad Nacional de Colombia Sede Medellín.

[71] Dyner I., Franco C., Zapata S. "Simulation for assessing liberalization of biofuels" . En: Reino Unido Renewable & Amp; Sustainable Energy Reviews ISSN: 1364-0321 ed: Elsevier Science. v.41 fasc.N/A p.298 - 307 ,2015

[72] Ehrenmanna, Andreas, y Yves Smeers. (2005). “Inefficiencies in European congestion management proposals”.

[73] E.ON. (2007). EON Netz promotes Market Coupling between Germany and Denmark.”.http://www.eon-energie.com/pages/eea_en/E.ON_Energie/Competition/ Market_Coupling/index.htm.

[74] ERGEG. (2007). “Electricity Regional Iniciative - Convergence and Coherence of the Regional Development”.

[75] ENTSO. “An Overview of Current Cross-border Congestion Management Methods in Europe”. Mayo de 2006.

[76] ENTSO – E, 2010: Europa Network of Transmission System Operators for Electricity. Disponible en URL: http://www.entsoe.eu/index.php?id=77.

[77] ESMAP (Energy Sector Management Assistant Programme) (2011), “Integración Energética Regional: Retos Estructurales y Regulatorios”, Washington D. C., Banco Mundial, enero.

[78] ETESA, 2015. Operador del Sistema Eléctrico panameño Datos del Sistema Eléctrico. URL: http://www.etesa.com.pa/

[79] Eydeland A., Wolyniec K. Energy and Power Risk Management. New Developments in Modeling, Pricing and Hedging. Wiley Finance. New Jersey. USA. 2003

[80] European Commission (EC, 2015). Quartely Report on European Electricity Markets. Markets Observatory For Energy. DG Energy. Vol 7. 2015.

[81] EuroPEX. (2003). Using Implicit Auctions to Manage Cross-Border Congestion : Decentralised Market Coupling. Presented at the Tenth Meeting of the European Electricity Regulatory Forum.

[82] EuroPEX. (2006). Cross-Border Congestion Management and Market Coupling. Retrieved October 27, 2011, from http://www.europex.org/index/pages/id_page-47/lang-en/

[83] Farahmand, H., & Doorman, G. L. (2011). Balancing market integration in the Northern European continent. Applied Energy. Retrieved from http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261911007380

[84] Federal Energy regulatory. Commission FERC (2006). Promoting Investment Through Pricing Reform. Order 679. Docket No. RM06-4-001 FERC 31,222, 31 July.

[85] ----------(2006a). Long – Term Firm Transmission Right in Organized Electricity Markets. Order No. 681. Docket No. RM06-8-001 FERC 31,226, 1 August.

[86] ----------(2006b). Rules Concerning Certification of the Electric Reliability Organization; Procedures for the Establishment, Approval and Enforcement of Electric Reliability Standards. Oder No. 672, 71 FR 8662, 17 February.

[87] ----------(2007). Preventing Undue Discrimination and Preference in Transmission Service. Oder No. 890, Docket Nos. RM05-25-000 and RM05-17-000, 16 February.

[88] Finnon Dominique & Romano Elliot. (2009). Redistribution effect versus resource reallocation. Energy Policy.

[89] Fishman G.S., 1978, “Conceptos y métodos en la simulación digital de eventos discretos”, Limusa, México

[90] Flatova Tatiana & Pinouch Felix. State of the Art Review of Climate-Energy-Economic Modeling Approaches. Co-author Saeed Moghayer. Complex report D5.1

[91] Ford, A. (1990a). A method for approximating the value of demand-side information. Energy Systems and Policy, 13, 135-151.

[92] _____. (1990b). Estimating the impact of efficiency standards on the uncertainty of the Northwest electric system. Operations Research, 38, 580-597.

[93] _____. (1997a). System Dynamics and the electricity power industry. System Dynamics Review, 13(11), 57-85.

[94] _____. (1997b). The changing role of simulation models: The case of the Pacific Northwest electric system. In D. Bunn y E. Larsen (Eds.), Systems modelling for energy policy (pp. 241-258). Chichester: John Wiley & Sons.

[95] _____. (1999). Cycles in competitive electricity markets: a simulation study of the Western United States. Energy Policy 27, 637–658.

[96] Forrester, J. (1972). World Dynamics. Cambridge, Massachusetts, 2 ed: Wright-Allen Press, 144 p.

[97] _____. (1994). System dynamics, systems thinking, and soft OR. System Dynamics Review Vol.10, nos.2-3: 245-256.

[98] FINON D., PIGNON V. “Electricity and Long Term Capacity: The Quest for Regulatory Mechanism Compatible With Electricity Market”. Utilities Policy. No. 16. pp. 143 – 148. 2008.

[99] Foxon, T. J., Kohler, J., Michie, J., & Oughton, C. (2013). Towards a new complexity economics for sustainability. Cambridge Journal of Economics, 37(1), 187-208. doi:10.1093/cje/bes057.

[100] Franco, C., Dyner, I., Smith, R., Bedoya, L., Arango, S., Montoya, S., Ochoa, P.(2000a) Microworld for training traders in the Colombian electricity market. Proceedings of the 18° International Conference. Sustainability in the Third Millenium. Bergen Norwey. System Dynamics Society.

[101] _____, Dyner Isaac, Hoyos Santiago. Evaluation of the Energization Impact in the Colombian Southwest. A Case of Application Using Simulation. The 24rd International Conference of the System Dynamics Society. July 23 - 27, 2006 – Nijmegen. Holanda. URL: http://www.systemdynamics.org/conf2006/index.htm

[102] _____, Dyner Isaac, Hoyos Santiago. Contribución de la energía al desarrollo de comunidades aisladas no interconectadas: Un caso de aplicación de la dinámica de sistemas y los medios de vida sostenibles en el Suroccidente Colombiano. Revista Dyna. 154 Ed. Marzo de 2008.

[103] _____, & Becerra D. (2008). Un estado del arte para el modelado de señales de expansión de generación en mercados de electricidad. Reflexiones y aplicaciones de la dinámica de sistemas en Colombia. VI Congreso colombiano de dinámica de sistemas. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga.

[104] _____, & Cardona, D. (2008). Micromundo para la simulación de una bolsa de energía. Reflexiones y aplicaciones de la dinámica de sistemas en Colombia. VI Congreso colombiano de dinámica de sistemas. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga.

[105] García Alfredo, Arbeláez Luis (2002). Market Power Analysis for the Colombia Electricity Market. Energy Economics. Elsevier.

[106] García Rendón John Jairo & Palacios Builes Carlos Mario (2005). La integración del mercado eléctrico de los países nórdicos –NordPool- Lecciones para otros mercados.

[107] Gómez, D., Hoyos, S., Velásquez, M., Villegas, A., Rendón. Y., Buitragao. C., Moreno, G. (2008). Herramienta para la toma de decisiones de planes de negocio en empresas de transmisión de energía eléctrica. Reflexiones y aplicaciones de la dinámica de sistemas en Colombia. VI Congreso colombiano de dinámica de sistemas. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga.

[108] Harris Chris (2006). Electricity markets. Pricing, structures and Economics. Wiley Finance. West Sussex. England. 2006.

[109] Henao, F (2005). Modelo de toma de decisiones multiobjetivos en energización de ZNI, como herramienta para el alcance de MVS. Tesis de Maestría en Ingeniería de Sistemas. Universidad Nacional de Colombia Sede Medellín.

[110] Hogan W (2001). California Electricity Market: policy meltdown. Ccenter of Business and Guverment John F. Kennedy School of Guverment Harvard University Cambridge, Massachusetts.

[111] Hogan W (2002). Financial transmission right formulations. Center of Business and Guverment John F. Kennedy School of Guverment Harvard University Cambridge, Massachusetts.

[112] Hogan W (2015). Capacity Markets: Gauging Their Real Impact on Resource Development and Reliability. EUCI Conference. Cambridge, MA. September 1, 2015.

[113] Hong, Y. y Lee,C. (2005), 'Aneuro-fuzzy price forecasting approach in deregulated electricitymarkets', Electric Power Systems Research 73, 151–157.

[114] Hooper Elizabeth & Medvedev Andrei (2009). Electrifying integration: Electricity production and the South East Europe regional energy market. Utilities Policy.

[115] Hoyos Santiago (2007). Evaluación de Políticas para la Electrificación de Zonas no Interconectadas en Colombia: Tesis de Maestría. Universidad Nacional de Colombia, Sede Medellín.
[116] Hoyos, S. y Urrego, G. (2008) Modelo de simulación para la valoración del impacto de la electrificación sobre el medio ambiente. Reflexiones y aplicaciones de la dinámica de sistemas en Colombia. VI Congreso colombiano de dinámica de sistemas. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga.
[117] Hoyos, S, Franco, C, Dyner I. Simulación en Dinámica de Sistemas para Comprender la Integración de Mercados Eléctricos. Encuentro Universitario de Ingenieros Industriales - EUDII XXIII Versión 10° Encuentro Colombiano de Dinámica de Sistemas. Septiembre de 2012.
[118] Santiago. Hoyos., Carlos. Franco, Isaac. Dyner. Evaluación de tres esquemas de integración eléctrica entre Ecuador, Colombia y Panamá. X Congreso Latinoamericano de Dinámica de Sistemas III Congreso Brasileño de Dinámica de Sistemas I Congreso Argentino de Dinámica de Sistemas. 2012.
[119] IEO, 2004. International Energy Outlook.
[120] IFIEC. International Federation of Industrial Energy Consumers (2008). http://www.ifieceurope.org/electricity/Elec10.htm.
[121] IRENA, 2013. International Renewable Energy Agency. Smart Grids and Renewables. A Guide for Effective Deployment. Working Paper
[122] ISA, 2005. Interconexión Eléctrica S.A. Prospectiva de los mercados regionales oportunidades y beneficios. Cartagena 2005.
[123] Jerko C. A., Mjelde J.W. and Bessler D. A., (2004), Identifying Dynamic Interactions in the Western US, in Bunn D. (2004), part III section 9.
[124] Joseph Bowring (2006). ¨PJM Market¨. Electricity market Reform: An International Perspective. Edited by Sioshansi&Pfaffenberger. Elsevier. London. Great Britian.
[125] Joskow, P., 2006. Electricity sector liberalisation: lessons learned from cross-country studies. In: Sioshansi, F.P., Pfaffenberger, W. (Eds.), Electricity Market Reform: An International Perspective. Elsevier Global Energy Policy and Economics Series, St. Louis, pp. 1–32.
[126] Knittel, C. y Roberts, M. (2005), 'An empirical examination of restructured electricity prices', Energy Economics 25, 791–817
[127] Kahn E, "Numerical techniques for analyzing market power in electricity", The Electricity Journal, pp. 34-43. Jul. 1998.
[128] Kristiansen, Tarjei. Pricing of Contracts for Difference in the Nordic Market. [on line]. Trondheim (Noruega). Norwegian University of Science and Technology, nov. 2000. Disponible en Internet: URL:http://www.elkraft.ntnu.no/~tarjei/energy_policy.pdf fecha de última visita junio de 2009.
[129] Larsen, E. & Bunn, D. (1999). Deregulation in electricity: understanding strategic and regulatory risk. Journal of the Operational Research Society, 50(4), 337-344.
[130] LARSEN E., DYNER I. "From Planning to Strategy in the Electricity Industry". Energy Policy 29. Pag. 1145 – 1154. 2001.
[131] Larsen Erick, Dyner Isaac, Bedoya Leonardo, Franco Carlos (2004). Lesson from deregulation in Colombia: successes, failures and the way ahead. Energy Policiy. Elsevier.

[132] Li, Y. y Flynn, P. (2004), 'Deregulated power prices: comparison of volatility', Energy Policy 32, 1591–1601.
[133] Macal, C.M. ; North, M.J.: Tutorial on agent-based modeling and simulation part 2: how to model with agents. En: Proceedings of the 2006 Winter Simulation Conference, Winter Simulation Conference, 2006 (WSC '06). ISBN 1-4244-0501-7, p. 73-83
[134] Macal, C.M. ; North, M.J.: Tutorial on agent-based modelling and simulation. En: Journal of Simulation 4 (2010), Nr. 3, p. 151-162
[135] Macal, C.M. ; North, M.J.: Introductory tutorial: agent-based modeling and simulation, 2011, p. 1451-1464.
[136] Macqueen Ducan (2001). "Measurement malaise - is the SL approach inoperable" in FRP Deputy Programme Manager, NRIL, Pembroke, Chatham Maritime, Chatham, Kent ME4 4NN, UK.
[137] Mankiw Gregory (2008) Principios de Economía. 4ta Ed. ParaninfoCengage Learning. Madrid España.
[138] Martínez, Jorge, Julio Usaola, y José Luis Fernández. (2004). "Tesis: Resolución de Restricciones Técnicas en la Programación Diaria de la Generación Mediante Descomposición de Benders".
[139] Matthes Felix, Poetzsch Sabine, Grashoff Katherina (2005). Power Generation Market Concentration in Europe 1996-2004. An empirical Analysis. A review of the monitoring of marker power. OkoInstitute. Berlin – Alemania. URL: www.greens-efa.org/cms/default/dokbin/109/109612.pdf fecha de última visita (Septiembre de 2009).
[140] Marinakis, A. a. (2010). Energy and transmission allocation in the presence of overlapping electricity markets. *IEEE Transactions on Power Systems*, *25*(3), 1402–1414. doi:10.1109/TPWRS.2009.2038574
[141] Mendéz Roberto. (2002). Tarificación de Congestión y Derechos de Transmisión en Mercados Eléctricos. Tesis para optar por el título de Magister en Ciencias de la Ingeniería. Director HughRudnick. Pontificia Universidad Católica de Chile. Escuela de Ingeniería. Santiago de Chile.
[142] MER, 2015. Mercado Eléctrico Regional. Historia. Ente Operador Regional. Disponible en URL: http://www.enteoperador.org/. Fecha de última visita: 23 de agosto de 2015.
[143] Millán Jaime. Entre el Mercado y el Estado: tres décadas de reformas en el sector eléctrico de América Latina. Departamento de desarrollo sostenible. Banco Interamericano de desarrollo. Washintong. DC. 2006.
[144] MORENO, E. "Estrategias Operativas de Compañías de Generación para Mercados de Electricidad de Corto Plazo", Instituto Tecnológico de Morelia. México. 2007.
[145] Muñoz, Alfredo. (2004). "Fundamentos para la constitución de un mercado común de electricidad".
[146] NACIONES UNIDAS. (2003) Energía y desarrollo Sustentable en América Latina y el Caribe – Guía para la Formulación de Políticas Energéticas. Primera Edición. NACIONES UNIDAS–CEPAL–OLADE-GTZ. Santiago de Chile. 2003.
[147] Naranjo, Edna Julisa (2005). "Tesis: Análisis de la implementación de DecesntralisedMarketCoupling (DMC) con múltiples sistemas." Madrid, Julio de 2005.

[148] Narayan P and Smith R (2009). Multivariate granger causality between electricity consumption export and GDP. Evidence from a panel of Meddle Eastern countries. Energy Policy.
[149] North American Electric Reliability Corporation (NERC, 2016). URL: http://www.nerc.com/Pages/default.aspx
[150] North European Power Perspectives (NEPP, 2016). The Future Power Market Design. Ten Statements About. URL: http://www.nepp.se/.
[151] Newbery, David, Eric van Damme, y Nils-Henrik M von der Fehr. (2003). "Benelux market integration: Market power concerns".
[152] Castro Nivalde, Rosental Rubens, Ferreira Víctor (2009). La Integración del Sector Eléctrico en Sudamérica: Características y Beneficios. Disponible en: http://plataformaenergetica.org/sites/default/files/GESEL%20integracion%20sector%20electrico.pdf
[153] Newbery, D., Von der Fehr, N.-H., van Damme, E., (2003). UK–Netherlands DC interconnector. Report to the Market Surveillance Committee of DTe, The Hage, July 16, 2003.
[154] Nord Pool. (2006). "Implicit auction". http://www.nordpoolspot.com/PowerMaket/The-Nordic-model-for-a-liberalised-power-market/Implicit-auction/.
[155] Ochoa Patricia and Van Ackere Ann (2009). Policy changes and the dynamics of capacity expansion in the Swiss electricity market. Energy Policy.
[156] Ochoa, María Camila. 2010). Análisis de la Integración Eléctrica Panamá - CAN bajo el Esquema de Subasta Implícita. Tesis de Maestría. Universidad Nacional de Colombia. Sede Medellín.
[157] Ochoa Camila, Dyner Isaac, Franco Carlos (2013). Simulating power integration in Latin America to Assess challenges, opportunities and threats. Energy Policy. Volume 61. October 2013. url: http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421513006721
[158] Ochoa Camila., Van Acker Ann., 2015. Does size matter? Simulating electricity market coupling between Colombia and Ecuador. Renewable and Sustainable Energy Reviews. Vol 50. October 2015. Pages 1108 – 1124.
[159] O´Connor J y McDermott I. (1998) Introducción al Pensamiento Sistémico. Ediciones Urano. Barcelona.
[160] Ojeda Osvaldo, Olsina Fernando, Garcés Francisco. (2009). Simulation on the long – term dynamic of a market – based transmission interconnection. Energy Policy.
[161] Ole Gjerde, Bogas Juan, Al DiCaprio, FossoOlavBjarte, Cisneiros Saulo, y UusitaloMaarit. (2005). "Congestion Management: The System Operators Challenge to Balance Transmission Transfer Capacity with an Acceptable Security Level".
[162] Olsina Fernando, Garcés Francisco, H-j Hubrich. (2006). Modelling long-term dynamics of electricity markets. Energy Policy.
[163] Osorio Dayanna. (2013). "Impacto del Esquema de Intercambio de Electricidad en la Integración Energética entre Ecuador, Colombia y Panamá". Tesis de maestría. Universidad Nacional de Colombia Sede Medellín. Colombia.
[164] OMEL. (2005). "South Western Europe mini-forum. Views and contributions". Presentación Sobre el Mercado Ibérico. Madrid, España.

[165] OMEL-EPEX. (2010). Price Coupling of Regions. Presented at the 6th Implementation Group (IG) meeting for the region South-West. Retrieved from http://www.energy-regulators.eu
[166] Ouden, B. den. (2003).Using implicit auctions by power exchanges to manage cross-border congestions: Decentralized Market Coupling.
[167] Ozturk Ilhan (2010). A literature survery on energy – growth nexus. Energy Policy.
[168] Parkinson, T. (2004), 'Market price risks of merchant generation', The Electricity Journal 17(4), 33–48.
[169] Pignon V., Hermon F., Cepeda M. and Poupart X. (2007),"Investement criteria for generation capacity and interconnections in a regional electricity markets". Presented at infradays 6th Conference on applied Infrastructure Research, Berlin, October 2007.
[170] Project Management Institute. PMI. 2015. A Guide to the Project Management Body of Knowledge. PMBOK Guide. Fifth Edition. 2015.
[171] Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo PNUD. (2003). Informe sobre desarrollo humano. 2003. http://www.undp.org/dpa/spanish/energia.htm
[172] Quinto, Javier de, y Luis Villafruela. (2007). "El Mercado Ibérico de Electricidad en el Contexto de dos Intercambios Regionales en la UE.".
[173] Real Academia Española. RAE. Diccionario de la Lengua Española. url: http://www.rae.es/ fecha de última visita. Septiembre de 2015.
[174] Raineri R, Dyner I, Goñi J, Castro N, Olaya Y, Franco C. Latin America Energy Integration. Evolution of Global Electricity Markets. New paradigms, new Challenges, new approaches. Ed by Fereidoon P Sioshansi President, Menlo Energy Economics, San Francisco. CA, USA. ISBN: 978-0-12-397891-2. Jun 2013.
[175] Ramírez Jorge (2008). Análisis de la concentración del mercado eléctrico colombiano con base en los índices CRn y HHI. Especialización en Mercados de Energía. Facultad de Minas. Universidad Nacional de Colombia Sede Medellín.
[176] Redondo Johan Manuel (2012). Modelado de Mercados de Electricidad. Tesis de Doctorado. Universidad Nacional de Colombia. Facultad de Ingeniería. Manizales. Colombia. 2012. Dirección. Gerard Olivar PhD.
[177] Rivera, José. (2006)., Foro de Integración Energética Regional.» Una visión sobre la integración energética regional. OLADE. http://www.olade.org/fier2007/Documents/PDF-31.pdf.
[178] Rudnick Hugh Van De Wyngard (1999). Use of system approaches for transmission open access pricing. Electrical Power & Energy system. ELSEVIER.1999.
[179] Ruff L (2000). Flow – based transmission right and congestion management: a comment unpublished mimeo.
[180] ---- (2000a). Flowgatesvs FTR´s and Options vs Obligations. unpublished mimeo
[181] Shawky, H.A., Marathe, A., Barret, C.L., 2003. A first look at the empirical relation between spot and futures electricity prices in the United States. Journal of Futures Markets 23 (10), 931–955.
[182] Schwartz Lucia, 2002. Electricity prices and power derivatives: evidence from the Nordic Power Exchange. Review of Derivatives Research 5, 5–50.
[183] Shmuel S. Oren, Pablo T. Spiller, PravinVaraiya, FelixWu (1995). Nodal Price and Transmission Rights: A critical appraisal. The electricity Journal.
[184] SIEPAC, 2016. Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central. URL:

http://www.proyectomesoamerica.org/joomla/index.php?option=com_content&view=article&id=171

[185] Sierra, Jorge Alberto, y Andrés Jaramillo. (2008). “Aproximación a un análisis económico del comportamiento de los agentes en el modelo de MarketSplitting para las Transacciones Internacionales de Electricidad mediante teoría de juegos y el uso de la conjetura Bertrand – Edgeworth”.

[186] Singh Harry. (2008). “Transmission markets, Congestion Management, and investment”. Competitive Electricity Markets. Design, Implementation, Performance. Elsevier. London. Great Britian. Edited by. SioshansiFereidoon.

[187] Sioshansi Fereidoon & Pfaffenberger Wolfgang (2006). Why Restructure in Electricity Markets?. Electricity market Reform: An International Perspective. Edited by Sioshansi & Pfaffenberger. Elsevier. London. Great Britian.

[188] Stoft Steven (2002). Power System Economics: Designing Markets for Electricity. Wiley Inter-Science. IEEE.

[189] Sioshansi P, 2013. Introduction. Evolution of Global Electricity Markets. New paradigms, new Challenges, new approaches. Ed by Fereidoon P Sioshansi President, Menlo Energy Economics, San Francisco. CA, USA. ISBN: 978-0-12-397891-2. Jun 2013.

[190] Stoft Steven (2002). Power System Economics: Designing Markets for Electricity. Wiley Inter-Science. IEEE.

[191] Sterman, J. (2000). Business Dynamics. Systems thinking and modeling for a complex world. McGraw-Hill. EE UU.

[192] Sun Junjie (2008). “U.S. Financial Transmission Rights: Theory and Practice “. IDEA Annual Conference, 2003 – “CHP and the Wholesale Electricity Market”. Monitoring Analytics - “State of the Market Report for PJM 2008”. www.pjm.com

[193] TenneT. (2006). “Market Coupling”. http://www.tennet.org/english/operational_management/system_data_preparation/market_coupling/market_coupling.aspx.

[194] Tradacete, Angel. “The Role of EC Competition Policy in the Liberalisation of EU Energy Markets”. 23 de Mayo de 2000.

[195] Wilkens, S., Wimschulte, J., 2007. The pricing of electricity futures: evidence from the European energy exchange. The Journal of Futures Markets 27 (4), 387–410.

[196] Woolf, F., 2003. Global Transmission Expansion: Recipes for Success. PennWell, Tulsa.

[197] UPME, 2009. Unidad de Planeación Minero Energética. “Plan de Expansión de la Generación y la Transmisión de energía eléctrica en Colombia 2009-2023.”. Disponible en URL: www1.upme.gob.co

[198] UPME, 2012. Unidad de Planeación Minero Energética. Continuación Plan de Expansión 2012 – 2025: Nuevos Refuerzos en las áreas Caribe y Suroccidental, y conexión de la Planta de Generación Ituango 2400 MW. Bogotá D.C., Colombia.

[199] UPME, 2015. Unidad de Planeación Minero Energética. Ideario Plan Energético Nacional 2050.

[200] UPME, 2015a. Unidad de Planeación Minero Energética. Plan de Expansión en Generación y Transmisión de Energía Eléctrica en Colombia 2015 – 2027.

[201] UPME, 2016a. Unidad de Planeación Minero Energética. Estudios de Eficiencia Energética. Fecha de última visita: 03/11/2016. URL: http://www1.upme.gov.co/demanda-y-eficiencia-energetica

[202] UNASUR, 2015. Unión de Naciones del Suramérica. Expertos del Concejo de Energía de Suramérica delinean plan de acción 2015-2016. Disponible en url: http://www.unasursg.org/es/node/383. Fecha de última visita 32 de agosto de 2015.

[203] V. Grimm, U. Berger, F. Bastiansen, S. Eliassen, V. Ginot, J. Giske, J. Goss-Custard, T. Grand, S. K. S. Heinz, G. Huse, and others, A standard protocol for describing individual-based and agent-based models", Ecological Modelling, vol. 198, n.° 1-2, pp. 115-126, Sep. 2006.

[204] VASQUEZ. P. "Interacción Entre los Mercados Eléctricos a Plazo y los Mercados Eléctrico al Contado: Estudio de los Comportamientos Estratégicos de los Generadores". Universidad Pontificia de Comillas. España. 2008

[205] Valencia J.; Olivar G.; Franco C.; Dyner I (2013). Qualitative Analysis of Climatic Seasonality Effects in a Model of National Electricity Market. Analysis, Modelling, Optimization, and Numerical Techniques. Volume 121 of the series Springer Proceedings in Mathematics & Statistics pp 349-362. Edited by Tost, Gerard Olivar, Vasilieva, Olga (Eds.)

[206] Valencia J., Olivard G., Franco C., Dyner I. Qualitative Analysis of climatic seasonality Effects in a model of National Electricity Market. Springer International Publishing Switzerland 2015. G.O. Tost, O. Vasilieva (eds.), Analysis, Modelling, Optimization, and Numerical Techniques, Springer Proceedings in Mathematics & Statistics 121, DOI 10.1007/978-3-319-12583-1_24.

[207] Ventosa, M.; Baíllo, Á.; Ramos, A.; Rivier, M.; "Electricity Markets modeling trends", Energy Policy, vol.33, no.7, pp.897-913. May, 2005.

[208] VENTOSA M., RIVIER M., RAMOS A. "Revisión de las Tendencias de Modelado de la Explotación de la Generación en Mercados de Generación Eléctrica". Universidad Pontifica de Comillas. 2008.

[209] Velásquez, J. 2008. Construcción de Escenarios de Pronóstico del Precio de Eléctricidad en Mercados de Corto Plazo. Tesis de Doctorado. Facultad de Minas. Universidad Nacional de Colombia. 2008.

[210] Word Bank. (2003) "Beyond Economic Growth. Meeting the Challenges of Global development". http://www.worldbank.org/depweb/beyondsp/contents.html. 2003World Energy Council. «Regional Energy Integration in Latin America and the Caribbean Executive Summary.» Londres, 2008.

[211] Weron Rafael (2006). Modeling and forecasting electricity loads and practices. A statistical approach. Wiley Finance. West Sussex. England. 206.

[212] XM, 2014. Expertos en Mercados. "Demanda de energía por Operadores de Red y Región Diciembre de 2014. Informe Consolidado del Mercado Diciembre de 2014 Versión Liquidación TXR. URL: https://www.xm.com.co/Pages/Informes.aspx

[213] XM, 2015. Operador del Sistema Eléctrico colombiano. Datos del Sistema Eléctrico. url: http://www.xm.com.co/Pages/Home.aspx

[214] Zanoni, José Rafael. (1999) "La Integración Energética Latinoamericana". RevistaVenezolana de Análisis de Coyuntura, 1999: pp. 255-26.

[215] Zachmann G., 2008, Electricity wholesale market prices in Europe: Convergence? Energy Economics. 30 (4), 1659–1671.

[216] Zuniga, R. (2000). Operations Strategy and environmental management in Costa Rican Electricity Power Sector: A System Dynamics Approach. Proceedings of the 18° International Conference. Sustainability in the Third Millenium. Bergen Norwey. System Dynamics Society.