



*Sistemas de seguimiento
a mercados eléctricos internacionales.*

Aplicación a los países de la región andina



UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA

Moisés Wasserman
RECTOR GENERAL

Francisco Gutiérrez
VICERRECTOR GENERAL

Virgilio Niño
VICERRECTOR ACADÉMICO

Jorge Ernesto Durán Pinzón
SECRETARIO GENERAL

Fernando Montenegro
VICERRECTOR DE SEDE BOGOTÁ

FACULTAD DE CIENCIAS ECONÓMICAS

Álvaro Zerda Sarmiento
DECANO

Gustavo Junca
VICEDECANO ACADÉMICO

Centro de Investigaciones para el Desarrollo (CID)

Darío Germán Umaña Mendoza
DIRECTOR

Claudia Bedoya
Rosa Quintero
Enrique Medina
Juan Camilo Santamaría Herrera
COORDINADORES ÁREA DE SOPORTE ACADÉMICO-ADMINISTRATIVO

Klaus Binder
DIRECTOR OBSERVATORIO COLOMBIANO DE ENERGÍA (OCE)

*Sistemas de seguimiento
a mercados eléctricos internacionales.*

Aplicación a los países de la región andina

Mario García Molina

Editor

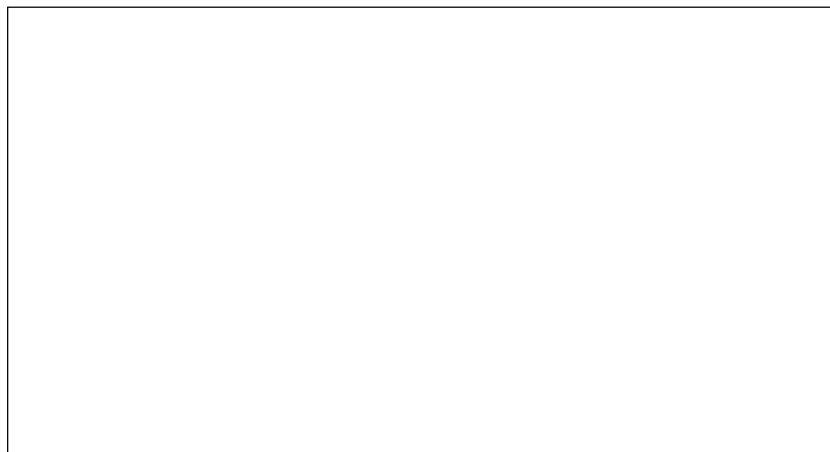
CID Centro de
Investigaciones
para el Desarrollo


UNIVERSIDAD
NACIONAL
DE COLOMBIA
SEDE BOGOTÁ
FACULTAD DE CIENCIAS ECONÓMICAS
OBSERVATORIO COLOMBIANO DE ENERGÍA


COLCIENCIAS
C O L O M B I A

 Empresa del
GRUPO ISA

LOS EXPERTOS EN MERCADOS 



© Universidad Nacional de Colombia
Facultad de Ciencias Económicas
Oficina de Comunicaciones
Ciudad Universitaria, edificio 310, oficina 116
Bogotá, D. C., Colombia
Teléfono (571) 316 5000, extensiones 18 698 y 12 308
Fax (571) 316 5000, extensiones 18714 y 18706
Correo electrónico ofcomunicid_bog@unal.edu.co

Primera edición
Bogotá, D. C., noviembre de 2006
ISBN 958-701-672-6

Edición
Juan Andrés Valderrama / Tiza Orión Editores

Diseño y diagramación
Ángela Vargas / Tiza Orión Editores

Impresión
Prisma Asociados Ltda.

Prohibida la reproducción total o parcial de este libro, sin autorización expresa de la Oficina de Comunicaciones arriba mencionada.

*A la memoria de Santiago Montoya,
compañero y amigo, quien con su labor
iluminó las mentes y las acciones de las personas
que tuvimos la fortuna de conocerlo*

CONTENIDO

Presentación	17
Introducción	21
<i>Mario García Molina</i>	

CAPÍTULO 1

MARCO CONCEPTUAL DE LAS METODOLOGÍAS

–37–

*Raúl Andrés Ávila • Lina María Bastidas • Sergio Botero • Isaac Dyner
Mario García Molina • Iván Darío Hernández • Wan Yu Mira
Santiago Montoya • Ricardo Smith Quintero • Carlos Andrés Suárez*

Desarrollo empresarial	39
Organización industrial	52
Regulación y marco institucional	54
Escenarios y prospectiva	68

CAPÍTULO 2

CONSTRUCCIÓN DE LOS SISTEMAS DE INDICADORES

–73–

*Raúl Andrés Ávila • Lina María Bastidas • Sergio Botero • Isaac Dyner
Mario García Molina • Iván Darío Hernández • Wan Yu Mira
Santiago Montoya • Ricardo Smith Quintero • Carlos Andrés Suárez*

Metodología sobre desarrollo empresarial, firma y coevolución en el mercado eléctrico	75
--	----

Tendencia de innovación en los mercados eléctricos	82
Metodología sobre organización industrial del sector eléctrico	85
Metodología sobre marco institucional y regulador del sector eléctrico	98
Metodología para el diseño de escenarios en mercados eléctricos	104
Metodología prospectiva para el seguimiento a mercados eléctricos	106

CAPÍTULO 3

APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA DESARROLLO EMPRESARIAL EN LA COMUNIDAD ANDINA DE NACIONES

–113–

Raúl Andrés Ávila • Iván Darío Hernández

Variación porcentual agregada de la división del trabajo en el mercado eléctrico	115
Resultados generales	136
Resultados agregados por región	145

CAPÍTULO 4

APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA ORGANIZACIÓN INDUSTRIAL A LOS PAÍSES DE LA REGIÓN ANDINA

–149–

Mario García Molina • Carlos Andrés Suárez

Bolivia	151
Colombia	156
Ecuador	162
Perú	166
Venezuela	170
Análisis comparativo de la evolución en cada país	173

CONTENIDO

11

CAPÍTULO 5

APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA EN REGULACIÓN
A LOS PAÍSES DE LA REGIÓN ANDINA

–179–

Sergio Botero • Isaac Dynner • Wan Yu Mira

Bolivia	181
Colombia	188
Ecuador	196
Perú	203
Venezuela	210
Reflexiones acerca del ejercicio	217

CAPÍTULO 6

APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA ESCENARIOS Y PROSPECTIVA
A LOS PAÍSES DE LA COMUNIDAD ANDINA DE NACIONES

–221–

Lina María Bastidas • Santiago Montoya • Ricardo Smith Quintero

Construcción de escenarios	223
Análisis de la bibliografía e identificación de tendencias	223
Tendencias encontradas en los trabajos prospectivos en América latina y el mundo, que determinarán la evolución del sector eléctrico de la CAN	224
Tendencias del sector eléctrico en la región	230
Reflexiones acerca del ejercicio	255

CONCLUSIONES FINALES

–259–

Mario García Molina

Bibliografía	269
Siglas	279
Autores	281

ÍNDICE DE TABLAS Y FIGURAS

INTRODUCCIÓN

Figura 1	Facetas de los mercados eléctricos	22
Figura 2	Principales aspectos de los mercados eléctricos	23

CAPÍTULO 1

Tabla 1	Variables consideradas	52
Tabla 2	Alternativas de estructura	60
Tabla 3	Modalidades de reestructuración de los sectores energéticos	63
Tabla 4	Indicador de reforma energética por región, 1998	65
Tabla 5	Países de cada región que siguieron los principales pasos de reforma en electricidad	65
Tabla 6	Reformas y tamaño de los sistemas eléctricos, 1998	69
Figuras 1, 2, 3 y 4	Modelos de estructura del sector eléctrico	59
Figura 5	Matriz estructura frente a propiedad	66
Figura 6	Trayectoria de los procesos de reforma en los sistemas eléctricos, 1999	67

CAPÍTULO 2

Tabla 1	Variación porcentual agregada del aumento del tamaño del sector	78
Tabla 2	Variación porcentual agregada de la especialización	79
Tabla 3	Variación porcentual agregada del grado de desarrollo del sector	80
Tabla 4	Variación porcentual agregada de costos de transacción	81
Tabla 5	Interpretación del valor de variación porcentual de división del trabajo	82
Tabla 6	Número de innovaciones en el sector eléctrico del país j	83
Tabla 7	Porcentaje de innovaciones en el sector del país j	84
Tabla 8	Participación porcentual de las diferentes innovaciones a través del tiempo	84
Tabla 9	Innovación jalonadora a través del tiempo para el país j	85
Tabla 10	Variables del índice de la capacidad de ejercer poder de mercado en la actividad de generación	92
Tabla 11	Variables para el índice de las condiciones de transporte y formas de transacción de la electricidad	96
Tabla 12	Variables para el índice de condiciones de la concentración minorista y de elección por parte del consumidor final	98
Tabla 13	Factores de ponderación para el indicador general	104

CAPÍTULO 3

Tabla 1	Bolivia: aumento del tamaño del sector	116
Tabla 2	Bolivia: especialización	117
Tabla 3	Bolivia: grado de desarrollo del sector	118
Tabla 4	Bolivia: costos de transacción	119
Tabla 5	Bolivia: comportamiento de los cuatro sub indicadores	119
Tabla 6	Colombia: aumento del tamaño del sector	120

Tabla 7	Colombia: especialización	121
Tabla 8	Colombia: evolución del grado de desarrollo del sector	122
Tabla 9	Colombia: costos de transacción	123
Tabla 10	Colombia: comportamiento de los cuatro sub indicadores	123
Tabla 11	Ecuador: aumento del tamaño del sector	124
Tabla 12	Ecuador: especialización	125
Tabla 13	Ecuador: evolución del grado de desarrollo del sector	126
Tabla 14	Ecuador: costos de transacción	127
Tabla 15	Ecuador: comportamiento de los cuatro sub indicadores	127
Tabla 16	Perú: aumento del tamaño del sector	128
Tabla 17	Perú: especialización	129
Tabla 18	Perú: evolución del grado de desarrollo del sector	130
Tabla 19	Perú: costos de transacción	131
Tabla 20	Perú: comportamiento de los cuatro sub indicadores	131
Tabla 21	Venezuela: aumento del tamaño del sector	132
Tabla 22	Venezuela: especialización	133
Tabla 23	Venezuela: evolución del grado de desarrollo del sector	134
Tabla 24	Venezuela: costos de transacción	135
Tabla 25	Venezuela: comportamiento de los cuatro sub indicadores	135
Tabla 26	Resultados agregados	137
Tabla 27	Número de innovaciones en el sector eléctrico boliviano, 1900-2004	140
Tabla 28	Número de innovaciones en el sector eléctrico colombiano antes 50-2004	141
Tabla 29	Número de innovaciones en el sector eléctrico ecuatoriano, 1870-2004	143
Tabla 30	Número de innovaciones en el sector eléctrico peruano, 1885-2004	144
Tabla 31	Número de innovaciones en el sector eléctrico venezolano 1873-2004	145
Tabla 32	Indicador de innovación	148
Figura 1	Bolivia: aumento del tamaño del sector	116
Figura 2	Bolivia: especialización	117
Figura 3	Bolivia: grado de desarrollo del sector	118
Figura 4	Bolivia: costos de transacción	119
Figura 5	Bolivia: comportamiento de los cuatro sub indicadores	120
Figura 6	Colombia: aumento del tamaño del sector	121
Figura 7	Colombia: especialización	121
Figura 8	Colombia: evolución del grado de desarrollo del sector	122
Figura 9	Colombia: costos de transacción	123
Figura 10	Colombia: comportamiento de los cuatro sub indicadores	124
Figura 11	Ecuador: aumento del tamaño del sector	125
Figura 12	Ecuador: especialización	125
Figura 13	Ecuador: evolución del grado de desarrollo del sector	126
Figura 14	Ecuador: costos de transacción	127
Figura 15	Ecuador: comportamiento de los cuatro sub indicadores	128
Figura 16	Perú: aumento del tamaño del sector	129
Figura 17	Perú: especialización	129
Figura 18	Perú: evolución del grado de desarrollo del sector	130
Figura 19	Perú: costos de transacción	131
Figura 20	Perú: comportamiento de los cuatro sub indicadores	132
Figura 21	Venezuela: aumento del tamaño del sector	133
Figura 22	Venezuela: especialización	133
Figura 23	Venezuela: evolución del grado de desarrollo del sector	134

Figura 24	Venezuela: costos de transacción	135
Figura 25	Venezuela: comportamiento de los cuatro sub indicadores	136
Figura 26	Promedio de los indicadores por características de la división del trabajo	136
Figura 27	Características de la división del trabajo	138
Figura 28	Indicador división del trabajo	138
Figura 29	Porcentaje de innovaciones en el sector eléctrico boliviano, 1900-2004	141
Figura 30	Porcentaje de innovaciones en el sector eléctrico colombiano antes 50-2004	142
Figura 31	Porcentaje de innovaciones en el sector eléctrico ecuatoriano, 1870-2004	143
Figura 32	Porcentaje de innovaciones en el sector eléctrico peruano, 1885-2004	144
Figura 33	Porcentaje de innovaciones en el sector eléctrico venezolano 1873-2004	146
Figura 34	Variación promedio de las innovaciones: Bolivia, Ecuador, Colombia, Perú y Venezuela	146
Figura 35	Aceleración promedio de las innovaciones: Bolivia, Ecuador, Colombia, Perú y Venezuela	147
Figura 36	Aceleración o desaceleración promedio, por innovación: Bolivia, Ecuador, Colombia, Perú y Venezuela	147
Figura 37	Innovaciones jaloadortas promedio: Bolivia, Colombia, Ecuador, Perú y Venezuela	148

CAPÍTULO 4

Figura 1	Bolivia: índice de la capacidad de ejercer poder de mercado en la actividad de generación, 1999-2004	152
Figura 2	Bolivia: índice de Herfindahl-Hirschman para el sistema interconectado nacional, 1998-2004	152
Figura 3	Bolivia: índice de las características de transporte y formas de transacción de la electricidad, 1998-2004	154
Figura 4	Bolivia: índice de las condiciones de competencia minorista y de elección por parte del consumidor final, 1997-2004	155
Figura 5	Bolivia: índice de Herfindahl-Hirschman para la competencia minorista, 1997-2004	156
Figura 6	Colombia: índice de la capacidad de ejercer poder de mercado en la actividad de generación, 1998-2005	157
Figura 7	Colombia: índice de Herfindahl-Hirschman para capacidad instalada, 1998-2005	158
Figura 8	Colombia: índice de las características de transporte y formas de transacción de la electricidad, 1998-2005	159
Figura 9	Colombia: índice de las condiciones de competencia minorista y de elección del consumidor final, 1998-2005	160
Figura 10	Colombia: porcentaje de demanda de consumidores no regulados, 1998-2005	161
Figura 11	Colombia: índice Herfindahl-Hirschman minorista, 1996-2005	161
Figura 12	Ecuador: índice de la capacidad de ejercer poder de mercado en el sector de generación, 1999-2004	163
Figura 13	Ecuador: índice Herfindahl-Hirschman de generación, 1999-2004	163
Figura 14	Ecuador: índice de características de transporte y de la bolsa de energía, 1999-2004	164

Figura 15	Ecuador: índice de las características del sistema de transporte y de la bolsa de energía, 1999-2004.....	165
Figura 16	Perú: índice de la capacidad de ejercer poder de mercado en la actividad de generación, 1997-2004.....	167
Figura 17	Perú: índice Herfindahl-Hirschman capacidad de generación, 1997-2004.....	167
Figura 18	Perú: índice de las características del sistema de transporte y de la bolsa de energía, 1998-2004.....	168
Figura 19	Perú: índice de las condiciones de competencia y elección minorista, 1998-2004.....	169
Figura 20	Perú: índice Herfindahl-Hirschman sector minorista, 1998-2004.....	170
Figura 21	Venezuela: índice de la capacidad para ejercer poder de mercado en la actividad de generación, 1998-2004.....	171
Figura 22	Venezuela: índice Herfindahl-Hirschman de capacidad instalada, 1998-2004.....	171
Figura 23	Venezuela: índice Herfindahl-Hirschman aplicado a las ventas de las empresas eléctricas, 1990-2004.....	173
Figura 24	Bolivia: organización industrial, 1999, 2004.....	174
Figura 25	Colombia: organización industrial, 1998, 2004.....	175
Figura 26	Ecuador: organización industrial, 1999, 2004.....	175
Figura 27	Perú: organización industrial, 1999, 2004.....	176
Figura 28	Venezuela: organización industrial, 1999, 2004.....	177

CAPÍTULO 5

Tabla 1	Bolivia: metodología en regulación, 1995, 2000, 2005.....	185
Tabla 2	Bolivia: indicador general, 1995, 2000, 2005.....	186
Tabla 3	Colombia: metodología en regulación, 1995, 2000, 2005.....	193
Tabla 4	Colombia: indicador general, 1995, 2000, 2005.....	195
Tabla 5	Ecuador: metodología en regulación, 1995, 2000, 2005.....	200
Tabla 6	Ecuador: indicador general, 1995, 2000, 2005.....	201
Tabla 7	Perú: metodología en regulación, 1995, 2000, 2005.....	207
Tabla 8	Perú: indicador general, 1995, 2000, 2005.....	208
Tabla 9	Venezuela: metodología en regulación, 1995, 2000, 2005.....	215
Tabla 10	Venezuela: indicador general, 1995, 2000, 2005.....	216
Figuras 1, 2 y 3	Bolivia: metodología en regulación, 1995, 2000, 2005.....	187
Figura 4	Bolivia: evolución del indicador general, 1995, 2000, 2005.....	188
Figuras 5, 6 y 7	Colombia: metodología en regulación, 1995, 2000, 2005.....	194
Figura 8	Colombia: evolución del indicador general, 1995, 2000, 2005.....	195
Figuras 9, 10 y 11	Ecuador: metodología en regulación, 1995, 2000, 2005.....	202
Figura 12	Ecuador: evolución del indicador general, 1995, 2000, 2005.....	203
Figuras 13, 14 y 15	Perú: metodología en regulación, 1995, 2000, 2005.....	209
Figura 16	Perú: evolución del indicador general, 1995, 2000, 2005.....	210
Figura 17	Venezuela: evolución del indicador general, 1995, 2000, 2005.....	216
Figuras 18, 19 y 20	Venezuela: metodología en regulación, 1995, 2000, 2005.....	217
Figura 21	Comparación de los indicadores generales de la metodología en regulación.....	219

CAPÍTULO 6

Tabla 1	Propuesta base sobre la evolución de los mercados eléctricos en los países analizados	230
Tabla 2	Tendencias principales según los expertos	232
Tabla 3	Indicadores de regulación, 2000	243
Tabla 4	Indicadores de regulación, 2005	243
Tabla 5	Indicador regulación región andina, 2000-2004	243
Tabla 6	Índice de la capacidad de ejercer poder de mercado en generación, 2000-2004	244
Tabla 7	Índice de bolsa, 2000-2004	244
Tabla 8	Índice de competencia minorista, 2000-2004	243
Tabla 9	Indicador general-estructura de mercados, 2000-2004	245
Tabla 10	Demanda de energía (Gwh), 2000-2004	248
Tabla 11	Intercambios en energía (Gwh), 2000-2004	248
Tabla 12	Indicador transacción de energía para la CAN, 2000-2004	249
Tabla 13	Capacidad instalada (Mwh), 2000-2004	250
Tabla 14	Indicador margen de reserva para la CAN, 2000-2004	250
Tabla 15	Capacidad de interconexión (Gwh), 2000-2004	252
Tabla 16	Indicador de intercambio regional, 2000-2004	252
Tabla 17	Indicador general para el nivel de intercambio en la CAN, 2000-2004	252
Figura 1	Diagrama sistémico	235
Figura 2	Escenarios posibles	236
Figura 3	Resultados de los indicadores en los escenarios	254

CONCLUSIONES FINALES

Figura 1	Bolivia: comportamiento	263
Figura 2	Colombia: comportamiento	264
Figura 3	Ecuador: comportamiento	265
Figura 4	Perú: comportamiento	265
Figura 5	Venezuela: comportamiento	266

PRESENTACIÓN

*S*i bien existen metodologías diversas y muy conocidas para analizar sectores, tales como los diamantes de Porter, el sector eléctrico tiene características particulares (uso de una red, no almacenamiento de electricidad, alta inelasticidad de la demanda) que hacen necesaria una metodología específica para su seguimiento. Se han propuesto algunas al respecto, pero todas, excepción hecha de la de Jamasb, Newbery y Pollitt (2004), se concentran en aspectos particulares, como el grado de competencia minorista o los cambios en la regulación, sin brindar una visión global del sector.

Jamasb, Newbery y Pollitt proponen el estudio de nueve facetas para diagnosticar el sector en países en desarrollo, cada una de las cuales comprende un amplio número de indicadores. La primera faceta es la de dotaciones y características del sector, la segunda corresponde a los pasos clave de la reforma; la tercera es la estructura de mercado, la cuarta toma el nombre de regulación, gobernabilidad e instituciones; en quinto lugar está el desempeño del sector, en sexto los indicadores de la firma, la séptima incluye indicadores macroeconómicos; la octava faceta examina los impactos económicos de la reforma; y la última son sus impactos ambientales. Este trabajo abarca un espectro más amplio que las demás metodologías, aun cuando no incluye elementos relativos a la innovación y al cambio, y tampoco presenta mecanismos de articulación para el análisis.

Cabe anotar que muchas de las variables propuestas para cada faceta son de muy difícil consecución en países en desarrollo. Esta es una característica usual en este tipo de metodologías, que suelen tener requerimientos de información excesivos para las disponibilidades de un país en desarrollo o demandan procedimientos costosos, que incluyen encuestas y entrevistas telefónicas.

La metodología de Bacon (1999) resuelve este problema mediante la simplificación en un indicador del nivel de profundidad de las reformas del sector; que se pregunta por el porcentaje de pasos que se han dado, de entre los siguientes:

- 1. Corporativización de las empresas más representativas del sector.*
- 2. Promulgación de una ley energética que propenda a su liberalización y privatización.*
- 3. Constitución de entidades reguladoras independientes de la cadena productiva del sector.*
- 4. Reestructuración de las empresas propiedad del estado.*
- 5. Existencia de concesiones privadas en construcción o funcionamiento.*
- 6. Privatización de algunas de las empresas públicas.*

No obstante, el costo de la simplificación también es alto, pues no permite distinguir entre cuestiones de grado (cuando la medida ha afectado algunas empresas pero no todas) o supone implícitamente que existe un solo sistema interconectado, situación con muchas excepciones en los países en desarrollo.

Por último, cabe resaltar la fuerte carga ideológica que contienen las metodologías existentes, a favor de la privatización y liberalización de los mercados. Ni la evidencia general sobre productividad total de los factores ni los trabajos específicos acerca del sector eléctrico demuestran contundentemente que las empresas públicas tengan un mejor desempeño que las privadas, o viceversa, ni que los esquemas privatizados sean consistentemente mejores que los esquemas públicos centralizados (Dyner y García, 2000). Por tanto, es necesario ser cautelosos en las conclusiones que en este sentido puedan resultar de los sesgos metodológicos. En la metodología propuesta en el presente libro se intentó matizar este sesgo mediante el contraste de diversas metodologías y el estudio de la coherencia entre los distintos elementos.

Para los sectores energéticos de los países del G-7 y de la Unión Europea, la firma consultora Oxera elaboró, en 2004, un índice con el que se pretende determinar el grado de competencia en los mercados energéticos.

Este índice se construye a partir de tres criterios: 1) grado de apertura en la oferta; 2) separación de la actividad de transmisión; y 3) regulación del acceso a las redes por parte de terceros. Otros trabajos (Caem, 1999; Nueva Zelanda, 2006; Ofgem, 2004; Escosa, 2004) proponen metodologías que se concentran en la actividad minorista.

Por lo general, las metodologías estudiadas en este artículo se orientan a aspectos particulares del sector, como el marco regulador o el sector minorista. La que tiene en cuenta más aspectos es la propuesta por Newbery et al. (2004); sin embargo, incluso esta propuesta deja por fuera aspectos clave para el desarrollo del sector. Es importante que una metodología de mercados eléctricos internacionales tenga en cuenta los ciclos de innovación en las firmas, ciclos que se retroalimentan con las reformas del sector, llevando a estructuras organizativas completamente distintas. A la vez, es necesario considerar los posibles rumbos que puede tomar el sector eléctrico cuando cambian las circunstancias exógenas del ambiente que lo rodea, variante metodológica que puede dar pistas más acertadas sobre su sensibilidad frente a cambios abruptos en el entorno.

La presente metodología intenta superar algunas de las deficiencias de las metodologías existentes, y permitir elaborar un diagnóstico rápido pero certero e inteligible de lo que está pasando y hacia dónde va el sector en diversos países. Como cualquier metodología, debe aplicarse con una amplia dosis de sentido común. Por tanto, más que ser una camisa de fuerza, las variables y las ponderaciones aquí usadas pueden adaptarse para tomar en cuenta aspectos distintos de cada sistema, tal como la composición hidrotérmica. La propuesta aspira a ser de utilidad a los actores públicos y privados del sector, así como a los académicos y la ciudadanía en general.

Un trabajo como este requirió el diálogo entre perspectivas distintas: la empresarial y la académica; entre diversas disciplinas; entre diferentes escuelas en cada disciplina; y entre países y regiones de cada país. El trabajo fue posible gracias al interés que mostraron ISA, XM y Colciencias en apoyar un estudio independiente que produjera investigación útil para los problemas del país. Se benefició de la capacidad de la Universidad Nacional de Colombia en Bogotá y Medellín para formar grupos de trabajo amplios que trascendieran las fronteras de facultades, sedes y demás divisiones existentes por razones de índole administrativa.

Agradecemos a las facultades de Ciencias Económicas en Bogotá y de Minas en Medellín, y al Observatorio Colombiano de Energía por el apoyo al proyecto. A Carlos Jaime Franco, Ever Maya, Liliam Urrego, Alfredo Dammert, Jorge Cordero, Milton Balseca, Marcelo Neira, Perry Shioshansi y Erick Larssen; a los asistentes a varios foros en Bogotá y Medellín, y a los participantes en el VI Congreso latinoamericano de generación y transporte de energía eléctrica, celebrado en Mar del Plata (2005) y en el primer Encuentro suramericano sobre investigación y desarrollo en el área de energía, celebrado en Campinas (2005), por sus comentarios y discusiones; sobra decir que ninguno de ellos es responsable de los errores u omisiones de este documento. Agradecemos también la colaboración de Jorge Iván González, Edna Cristina Bonilla, Patricia Umaña, Omar Prías y Yesid Ojeda; al personal del Observatorio Colombiano de Energía y del Grupo de Estudios de Energía, por su apoyo permanente en diversos aspectos del proyecto y que permitieron salvar toda clase de obstáculos para su culminación.

Finalmente, a nombre de los demás autores quisiera recordar la grata y valiosa compañía de Santiago Montoya, en cuya memoria ofrecemos este trabajo.

INTRODUCCIÓN

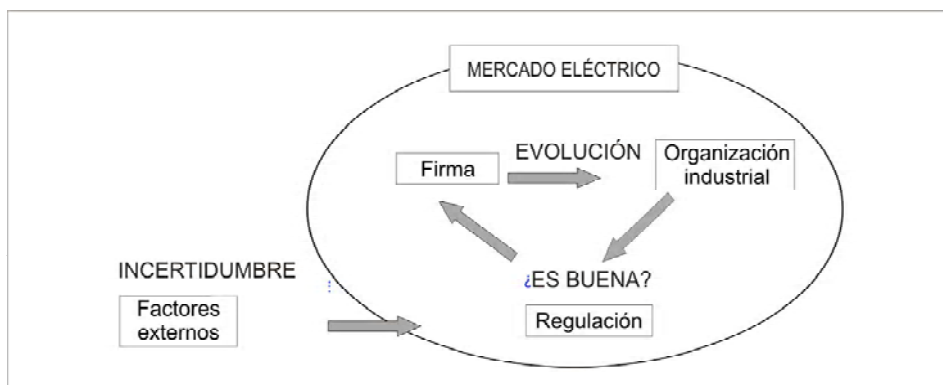
*E*ste estudio, producto de un trabajo de investigación cofinanciado por Colciencias, Interconexión Eléctrica S.A. (ISA) y por XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. ESP, cuyo nombre era "Desarrollo de sistemas de seguimiento a mercados eléctricos internacionales", busca diseñar una herramienta de análisis del mercado eléctrico aplicable a cualquier país, que sea de fácil implementación y arroje indicadores representativos y comprensibles que permitan establecer con relativa efectividad cuál es el rumbo que tomará dicho mercado. El objetivo es que esta metodología permita aproximarse al mercado eléctrico como un todo y pueda ser aplicada de manera continua; en particular, se espera que pueda usarse en contextos con dificultades en el acceso a la información, comunes en los países en desarrollo.

Una metodología de este tipo puede ser útil para los inversionistas interesados en poner sus fondos en un mercado eléctrico particular, para los negociadores de los procesos de integración eléctrica regional que quieren hacerse a una idea sobre el rumbo de los mercados eléctricos vecinos, y para quienes establecen la política económica, interesados en hacer un diagnóstico del desempeño del mercado eléctrico en su propio país.

En cualquier mercado siempre existen fuentes de incertidumbre; los eléctricos, en particular, dependen de numerosos factores que van desde las condiciones técnicas del sistema hasta la política económica de los gobiernos. Debido a la gran dependencia del mercado eléctrico de tan numerosos factores, es imposible hacer abstracción de la incertidumbre. Los mercados eléctricos son sistemas de carácter dinámico, complejo y heterogéneo, en los que sus agentes se interrelacionan bajo estados de incertidumbre permanente.

Para distintos países se aprecian diversas formas de estructuración del mercado eléctrico, y no existe una fórmula normativa absoluta que permita determinar cuál de esas formas es la mejor en términos de eficiencia. Los mercados eléctricos son escenarios que cambian permanentemente, y la conveniencia de su forma de organización depende mucho de las circunstancias particulares de los países. En un ambiente como el descrito, un solo punto de vista no permite captar la realidad de sus distintas facetas. Este estudio pretende aportar una metodología que no se ocupe sólo de partes específicas de la cadena productiva de la industria eléctrica, sino que conciba el mercado de manera global. Por tal razón, para el diseño de la metodología de seguimiento de los mercados eléctricos no se adoptó un único enfoque para el análisis, sino que se utilizaron varias herramientas metodológicas destinadas a estudiar distintas facetas de la realidad. La aplicación de múltiples enfoques se explica porque cada uno permite desentrañar rasgos de los mercados que permanecerían oscuros bajo los otros (véase la figura 1).

FIGURA 1
FACETAS DE LOS MERCADOS ELÉCTRICOS



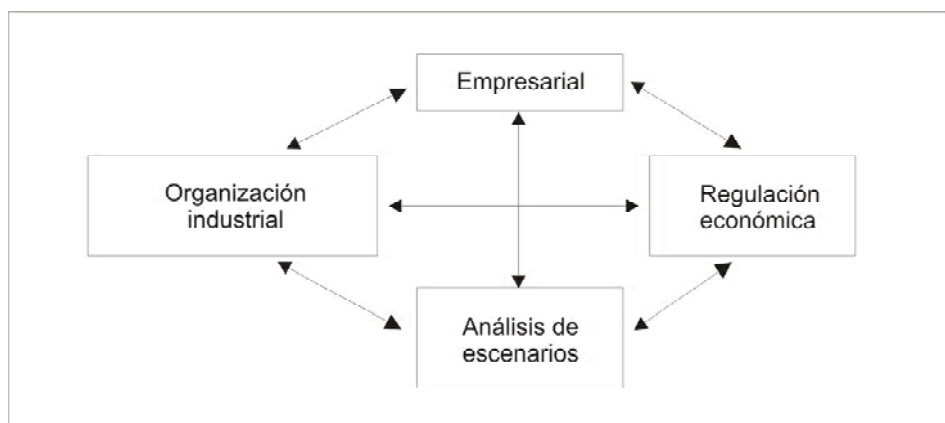
El primer aspecto de la realidad que se considera importante analizar es el desarrollo empresarial mediante la teoría de la firma. El mercado es el lugar de encuentro en el que las firmas hacen sus transacciones, cuya cantidad y forma depende mucho del grado de integración vertical del sector y de cómo se relacionan las firmas a lo largo de la cadena productiva. El análisis del enfoque empresarial da pistas acerca de los aspectos internos que pueden llevar a la industria

a distintas formas de integración vertical, y de la medida en la cual los elementos internos del desarrollo empresarial, como las innovaciones, pueden llevar a determinada estructura de la industria.

Como complemento de lo anterior, es importante determinar la organización industrial del sector eléctrico (véase la figura 2). La rama de la economía que estudia esta faceta de los mercados en general es la teoría de la organización industrial, que se encarga de establecer los niveles de competencia dentro de la industria, cómo se comportan sus participantes y el mecanismo de formación de los precios. Arroja luces sobre el tipo de estructura que está tomando el mercado, ya sea que esta forma estructural se genere en factores internos de las firmas o en factores exógenos a la industria eléctrica. Una vez determinada la organización industrial imperante, es importante preguntarse si esta forma de organización entregada a sus propias fuerzas lleva a situaciones deseables en términos de eficiencia y bienestar. En caso de que no, es de gran importancia establecer qué tipo de marco regulador adoptar ante cada circunstancia, y determinar si el sistema de incentivos generado por las medidas reguladoras lleva a mejorar el desempeño del mercado como mecanismo de asignación de recursos. Por esta razón, el tercer elemento del mercado que se tiene en cuenta es el marco regulador.

FIGURA 2

PRINCIPALES ASPECTOS DE LOS MERCADOS ELÉCTRICOS



Fuente: elaboración propia.

Una vez determinados los factores de la teoría de la firma que influyen en la dinámica de la estructura del mercado, la organización vigente en la industria y la forma de su marco regulador, es de gran importancia imaginar dicho mercado en una realidad distinta.

Teniendo en cuenta las fuentes de incertidumbre en un mercado eléctrico, es vital determinar qué sucede si, partiendo de la situación actual de las empresas, la organización industrial y el marco regulador, algunas facetas de la realidad cambian dramáticamente. Este ejercicio arroja indicios sobre la estabilidad del mercado como un todo y permite establecer las oportunidades y amenazas latentes en el futuro. Por tanto, se introduce también el análisis de escenarios mediante métodos prospectivos.

La metodología para el seguimiento de los mercados eléctricos internacionales surgirá de la fusión de los análisis mencionados; esta herramienta permitirá establecer cuál es la situación actual del mercado, cuáles son sus fortalezas y debilidades, y determinar de manera práctica y relativamente efectiva cuál será su rumbo a largo plazo.

Este libro está dividido en dos partes. En la primera se plantean los argumentos teóricos y metodológicos a partir de los que se construyó la metodología. Consta de dos capítulos (1 y 2): en el primero se expone el marco teórico de las metodologías, presentando los fundamentos del enfoque del desarrollo empresarial y las relaciones entre los procesos de coevolución, las innovaciones y la especialización; se muestran los conceptos fundamentales de la teoría de la organización industrial y la interpretación particular que desde este enfoque se puede hacer del sector eléctrico; se presenta también el marco conceptual que utilizamos para interpretar la evolución del entorno regulador e institucional del sector, y se analizan los fundamentos conceptuales de los métodos prospectivos y su relación con la construcción de escenarios en la esfera de la dinámica de sistemas. En el capítulo 2 se presenta la construcción del sistema de indicadores dentro de las cuatro metodologías analizadas, que se configura como un manual para la implementación de la metodología propuesta. Los lectores interesados exclusivamente en la aplicación de esta metodología pueden dirigirse a este capítulo.

En la segunda parte (capítulos 3 a 6) se aplica la metodología de seguimiento a mercados eléctricos internacionales a los países de la Comunidad Andina de Naciones (CAN). En el capítulo 3 se aprecian los resultados de la aplicación de los aportes metodológicos al seguimiento de mercados eléctricos del enfoque

del desarrollo empresarial. Quienes se interesen en este tipo de enfoque pueden remitirse a los capítulos 1, 2 y 3. El 4 muestra los resultados de la metodología para la evaluación de la organización industrial del sector, y los interesados exclusivamente en este enfoque pueden limitarse a los capítulos 1, 2 y 4. En el capítulo 5 se exponen los resultados de la metodología propuesta para los aspectos reguladores e institucionales; aquellos interesados en estos aspectos del sector pueden limitarse a la consulta de los capítulos 1, 2 y 5. En el 6 está el ejercicio de escenarios realizado para el mercado regional de la CAN. En la parte final del libro se presentan las conclusiones generales de la aplicación de la metodología.

REVISIÓN DE LAS METODOLOGÍAS PROPUESTAS PARA EL SEGUIMIENTO DE MERCADOS ENERGÉTICOS

En esta sección se revisan brevemente las propuestas metodológicas hechas hasta el momento para hacer seguimiento a mercados eléctricos internacionales. Este ejercicio es importante porque establece el grado de aplicabilidad y la pertinencia de estas metodologías a países en vías de desarrollo y, concretamente, a los de la CAN.

En primer lugar, es importante señalar que con excepción del trabajo de Jamasb, Newbery y Pollitt (2004), las metodologías propuestas hasta el momento se concentran en facetas específicas del sector eléctrico, en especial en el grado de competencia minorista y en los cambios institucionales del marco regulador. No obstante, aun cuando tiene una visión más global del sector, deja por fuera esferas importantes en su evolución, como los ciclos de innovación.

Segundo. Algunas de las de las propuestas estudiadas requieren de un acervo de información que sólo se puede compilar en países desarrollados. Una parte de estas metodologías propone la realización de encuestas telefónicas y el uso de mecanismos de medición complejos, cuyo costo dificulta la utilización de estos métodos en países en vías de desarrollo.

Finalmente, buena parte de las metodologías revisadas en este informe tienen una carga ideológica fuerte a favor de la privatización. Es importante señalar que al hacer seguimiento a la evolución de los mercados eléctricos no es claro el juicio de valor sobre la privatización de los activos del estado. A continuación se presentan y comentan los estudios revisados.

El trabajo desarrollado por Robert Bacon en 1999 tiene el objetivo de sugerir un índice mediante el cual se pueda determinar el nivel de profundidad de la reforma del sector energético en países en vías de desarrollo. Bacon plantea que la reforma del sector energético en estos países debe darse a través de los siguientes pasos:

1. Corporativización de las empresas más representativas del sector.
2. Promulgación de una ley energética que propenda a su liberalización y privatización.
3. Constitución de entidades reguladoras independientes de la cadena productiva.
4. Reestructuración de las empresas propiedad del estado.
5. Existencia de concesiones privadas en construcción o funcionamiento.
6. Privatización de algunas de las empresas públicas.

Se determina si el país ha dado o no cada paso. A cada respuesta positiva se le otorga un valor de uno, de manera que el valor máximo que puede tomar el índice es seis. El indicador de la reforma es el número de las reformas realizadas en el país como porcentaje de las propuestas planteadas.

Bacon plantea varios sesgos presentes en la metodología, que se deben revisar en trabajos futuros; estos sesgos son:

- * Cuando se pregunta si existe participación privada en los activos del sector no se tiene en cuenta su proporción, de manera que una respuesta positiva hace equivalente un sector con alta proporción a uno con proporción pequeña de participación privada.
- * Algunos países están divididos en regiones que pueden tener niveles de reforma completamente distintos.

En lo que atañe al sector eléctrico, el informe muestra que, en ese momento, más de una tercera parte de los países estudiados no había emprendido ninguno de los pasos propuestos para la reforma, y que sólo 10% de los analizados cumplía con más de 30% de los pasos sugeridos. Según el indicador propuesto, la región que más había avanzado en la reforma del sector eléctrico era Latinoamérica y el Caribe.

Es importante anotar que el trabajo de Bacon se concentra en aspectos del marco regulador y del carácter de propiedad, dejando de lado aspectos vitales para el seguimiento a mercados eléctricos, como su estructura y sus niveles de concentración. De manera que el indicador propuesto sólo puede contribuir parcialmente al diagnóstico de la evolución que presentan los mercados eléctricos en los países de una región determinada. Además, está muy sesgado a favor de esquemas de privatización. Es necesario tener en cuenta que, si bien experiencias de liberalización del sector como la desarrollada en Colombia muestran que las empresas de propiedad pública pueden responder eficientemente a los nuevos sistemas de incentivos por medio del mercado, la privatización de los activos no es una condición *sine qua non* para el desarrollo exitoso de los mercados eléctricos liberalizados.

Entre los trabajos más recientes sobre indicadores aplicables al sector eléctrico se encuentra el de Tooraj Jamasb, David Newbery y Michael Pollitt titulado "Core Indicators for Determinants and Performance of Electricity Sector Reform in Developing Countries" (2004), cuyo objetivo era proponer un conjunto de indicadores mediante los cuales fuera posible analizar el alcance y la profundidad de las reformas al sector eléctrico emprendidas en países en vías de desarrollo, logrando de esta manera configurar el primer paso hacia un sistema de seguimiento que no existe en el sector eléctrico.

En ese trabajo, los autores definen varias propiedades de los indicadores, de acuerdo con las cuales estos se pueden analizar individualmente o en conjunto, como parte de un modelo conceptual determinado. Estas propiedades son:

- * Unidad de medida.
- * Existencia de indicadores proxies.
- * Si se configuran como stocks o como flujos.

Una vez definidas las propiedades de los indicadores, definen criterios de selección que los hacen más deseables, a saber:

- * Capacidad para medirlos.
- * Comparabilidad entre países y consistencia.
- * Disponibilidad de los datos y nivel de agregación adecuado.

- * Que revelen rasgos esenciales del sector y sean complementarios de otros indicadores.

Según los autores, los indicadores seleccionados deben reflejar el estado de la reforma del sector eléctrico y ser importantes para determinar si las nuevas políticas implantadas en países en desarrollo han mejorado, efectivamente, la productividad de la industria y el bienestar de los consumidores. Jamasb, Newbery y Pollitt distinguen varias facetas que caracterizan el sector eléctrico, dentro de las que puede incluirse cada uno de los indicadores. La primera faceta que proponen es la de *dotaciones y características del sector*. En esta se incluyen indicadores que describen características físicas del sistema eléctrico nacional, como el tamaño, las tecnologías utilizadas, sus recursos hidrológicos y sus interconexiones internacionales. Algunos de los indicadores que se incluyen en esta faceta son la capacidad de generación neta, la energía producida y la cantidad de electricidad usada por cada unidad del PIB.

La segunda es llamada *pasos claves de la reforma*, y corresponde a las distintas acciones que se realizan en el proceso de liberalización del sector eléctrico, como la promulgación de una ley de electricidad, la corporativización de las empresas eléctricas propiedad del estado, la privatización de los activos del sector eléctrico, la separación vertical de las actividades de generación, transporte y comercialización, el libre acceso de terceros a las redes de transporte, etcétera. Muchos indicadores de esta faceta se toman como variables *dummie* que adoptan un valor determinado en caso de que la reforma se haya implantado y otro en caso contrario. Los autores señalan que los indicadores pertenecientes a esta faceta son difíciles de establecer, debido a que son señales de tipo cualitativo que presentan distintos grados de evolución. Tales señales son muy difíciles de traducir en resultados cuantitativos sin incurrir en pérdida de información. Algunos de los indicadores propuestos para esta faceta son la fecha de promulgación de la ley de electricidad, el porcentaje del parque generador privatizado y si el regulador es independiente o no del sector ejecutivo –variable indicadora–.

La tercera faceta propuesta por Jamasb, Newbery y Pollitt es la *estructura de mercado*. En ella se incluyen los indicadores que caracterizan aspectos de la organización industrial del sector como el grado de integración vertical, el número de firmas en la industria, la estructura de propiedad de las mismas, los niveles de concentración en las actividades de generación y comercialización, etcétera. Algunos de los indicadores propuestos son el número de firmas de generación, trans-

porte y comercialización de electricidad, la existencia de un mercado mayorista para la generación y las medidas de concentración como el índice C4 y el índice de Herfindahl-Hirschman (HH) aplicados a la actividad de generación.

La cuarta toma el nombre de *regulación, gobernabilidad e instituciones*, e incluye indicadores que describen las estructuras reguladoras, las formas legales aplicables al sector eléctrico y la capacidad institucional de las autoridades para hacerlas cumplir. Dentro de estos aspectos se consideran las formas de control y operación de la red de transporte, la regulación de la estructura de mercado, la existencia de subsidios, el presupuesto que maneja el regulador, el grado de independencia, discreción y unicidad frente a otras instancias, el de consulta y transparencia de las decisiones del regulador y la capacidad de apelar las mismas. Algunos indicadores propuestos para esta faceta son la existencia de restricciones a la integración vertical y horizontal—variables *dummi*—, el presupuesto del regulador y la existencia de procesos de consulta frente a las decisiones del regulador—variable *dummi*—. Al igual que para la segunda faceta, muchas de las características cualitativas de esta esfera son difíciles de traducir en señales cuantitativas perfectas.

En quinto lugar está el *desempeño del sector*, faceta en la que se resumen aspectos del desempeño técnico y económico, como el nivel de utilización de la capacidad, la eficiencia operativa del sistema, la productividad de los trabajadores, la reducción de las pérdidas de energía en las actividades de transporte, la evolución de las inversiones internacionales en el sector y la reducción de los precios a los consumidores finales. En esta faceta se incluyen indicadores como pérdidas técnicas y no técnicas de la red de transporte, inversión extranjera en cada una de las actividades y evolución del nivel de precios a consumidores finales.

La siguiente faceta que se considera son los *indicadores de la firma*, que se concentran en áreas como las condiciones de demanda que enfrenta cada empresa, los consumidores objetivo que atiende, la cantidad de activos que posee en cada actividad, la calidad del servicio que presta y su capacidad para producir electricidad.

La séptima incluye *indicadores macroeconómicos*; dentro de ellos se consideran el tamaño de la economía, el producto interno bruto per cápita, la intensidad energética, el riesgo país y los acervos de capital institucional y humano.

La octava faceta examina los *impactos económicos* de la reforma, y tiene en cuenta indicadores en aspectos como los precios relativos entre sector residencial

e industrial, los subsidios cruzados entre los distintos sectores, las inversiones en el sector y las ganancias en la eficiencia.

La novena considera los *impactos sociales de la reforma*. En ella se incluyen indicadores que describen aspectos del sector eléctrico que determinan el desarrollo social de los países, como el nivel de precios de la electricidad para los consumidores finales, el incremento del bienestar económico, los grados de acceso al servicio de energía y las formas de uso de la energía.

La última faceta se relaciona con los *impactos ambientales* de la reforma, y tiene en cuenta indicadores que revelan el impacto del funcionamiento de la industria eléctrica de un país en problemas como el calentamiento global y la emisión de gases.

Los autores reconocen que en los países en vías de desarrollo no existe un acervo de información completo que abarque todos los indicadores propuestos, y abogan por la conformación de bancos de información pertinente por parte de las entidades multilaterales. Su propuesta llega hasta esta instancia. El documento no plantea la forma de interpretar los indicadores propuestos ni la construcción a partir de ellos de índices u otro tipo de señales informativas que aporten información sobre la pertinencia de la estructura del sector, ni su coherencia en términos de política, con los modelos conceptuales de mercado eléctrico existentes.

Para los sectores energéticos de los países del G-7 y de la Unión Europea, la firma consultora Oxera elaboró, en 2004, un índice con el que se pretende determinar el grado de competencia en los mercados energéticos. Este índice se construye a partir de tres criterios: 1) grado de apertura en la oferta; 2) separación de la actividad de transmisión; y 3) regulación del acceso a las redes por parte de terceros. Según estos criterios, los mercados eléctricos en los que existe más competencia en la Unión Europea son los del Reino Unido y Finlandia. El resto de trabajos que se presenta a continuación propone metodologías de seguimiento al mercado eléctrico que se concentran en el monitoreo de la actividad minorista.

El Center for the Advancement of Energy Markets (Caem) desarrolló en 1999 un índice para el seguimiento de la desregulación de la actividad minorista en el sector de la energía, que pretende entregar una señal sobre el estado en que se encuentra el sector eléctrico en la transición hacia un mercado minorista competitivo. Según sus creadores, el índice identifica las mejores prácticas

reguladoras y las reformas del mercado minorista que reducen los costos del sector y mejoran el servicio al consumidor final, y se construye a partir de la identificación de los atributos que debe cumplir el sector minorista para considerarse competitivo. Una vez identificados estos atributos, a cada uno de ellos se le da una ponderación porcentual. El índice final es la suma ponderada de cada uno de los atributos planteados.

Los atributos que sugiere el Caem para el estudio de los mercados minoristas se dividen en cinco grupos: 1) entorno competitivo; 2) generación; 3) consumidor; 4) distribución; y 5) comisión.

Al de *entorno competitivo* pertenecen los siguientes atributos:

- * *Plan de regulación.* Considera la existencia de un plan detallado de desregulación. Se le da una ponderación de 5%.
- * *Porcentaje de consumidores que eligen.* Examina el porcentaje de consumidores que tienen acceso al mercado minorista y tiene una ponderación de 5%.
- * *Porcentaje de consumidores que implementan cambio.* Este atributo analiza qué porcentaje de los consumidores con acceso al mercado minorista abandona la empresa de servicios públicos como su proveedor. Su ponderación es de 5%.
- * *Salvaguardas competitivas.* Explora si existen salvaguardas que prevengan el favoritismo por parte de las empresas hacia sus afiliados. Su ponderación es de 10%.
- * *Prácticas comerciales uniformes.* Este atributo considera en qué medida las prácticas comerciales del sector minorista están estandarizadas. Se le da una ponderación de 10%.
- * *Facturación competitiva.* Estima si la facturación al usuario final es un servicio competitivo. Su ponderación es de 3%.
- * *Medición competitiva.* Este atributo revisa si la medición que se realiza al consumidor final es un servicio competitivo. Tiene una ponderación de 2%.

Al de *generación* pertenecen los siguientes atributos:

- * *Estructura de mercado de generación.* Considera cuál es la estructura del mercado de generación. Toma como ponderación un porcentaje de 10%.

- * *Modelo de mercado mayorista.* Este atributo verifica qué tan centralizado es el funcionamiento del mercado mayorista. Se le otorga una ponderación de 10%.
- * *Cálculos de costos hundidos.* Mira si los costos hundidos se corresponden con pruebas de mercado. Toma una valoración de 3%.
- * *Implementación de costos hundidos.* Establece si los costos hundidos se implementan como cargos fijos.

Al grupo de *consumidores* pertenecen los siguientes atributos:

- * *Información de los consumidores.* Verifica si los oferentes otorgan a los consumidores acceso a la información. Toma una ponderación de 2%.
- * Este atributo considera si es necesario un programa de educación comprensible para el consumidor. Su ponderación es de 2%.
- * *Proveedor por defecto.* Explora las condiciones bajo las que se manejan los consumidores que escogen la empresa oferente por defecto. Tiene una ponderación de 10%.

Al de *distribución* pertenecen los siguientes atributos:

- * *Precio en riesgo para los proveedores por defecto.* Considera si los precios cobrados a los consumidores por defecto permiten la competencia efectiva de sus oferentes. Toma una ponderación de 4%.
- * *Tarifas del proveedor por defecto.* Este atributo revisa si las tarifas del proveedor por defecto son ajustadas apropiadamente. Ponderación de 4%.
- * *Regulación basada en desempeño para la infraestructura de las redes.* Estudia si se usan mecanismos de precios basados en desempeños para la infraestructura de transporte. Tiene una ponderación de 2%.
- * *Formación de precios de las redes.* Mira si en la formación de precios para las redes se usan principios de eficiencia. Su ponderación es de 2%.
- * *Interconexión a la red.* Considera si se permite la interconexión a la red de generación de pequeña escala. Se le da una ponderación de 5%.

Al grupo de *comisión* pertenecen los siguientes atributos:

- * *Convergencia reguladora.* Verifica si las políticas del sector del gas y el sector de electricidad están integradas. Recibe una ponderación de 1%.

- * *Rediseño de la comisión.* Considera si en las instituciones del sector ha habido un proceso de rediseño con miras a un nuevo régimen regulador. Ponderación de 1%.
- * *Presupuesto de la comisión.* Analiza si el presupuesto de la comisión se corresponde con sus nuevas responsabilidades. Tiene una ponderación de 1%.

Sobre este índice es importante advertir varios puntos. Primero, califica con altas puntuaciones las políticas pro-mercado, lo que indica que puede tomar valores altos en sectores muy liberalizados, aun cuando no funcionen adecuadamente. Según el Caem, el mal manejo de una parte reducida de estos atributos puede tener efectos graves en el funcionamiento del mercado global. Sin embargo, los autores no consideran la posibilidad de que el mercado minorista aún funcione mal a pesar de cumplir a cabalidad con todos los atributos descritos. El Caem considera los atributos descritos no sólo condiciones necesarias sino suficientes. En este punto se nota una fuerte carga ideológica en el índice. En segundo lugar, el índice mezcla facetas de las distintas actividades del sector eléctrico, incurriendo en una pérdida grave de información. Por ejemplo, entrega el mismo resultado a un sector en el que se cumplen todos los atributos menos la existencia de salvaguardas competitivas, y a otro en el que también se cumplen todos menos un sector generador competitivo. Esto implica que el índice no determina claramente hacia qué actividad deben dirigirse las principales reformas. Por último, es evidente que este tipo de información es difícil de obtener en países en vías de desarrollo.

En marzo de 2006, la comisión de electricidad de Nueva Zelanda publicó un documento para consulta, en el que se propone un conjunto de indicadores para determinar el grado de actividad competitiva en el mercado minorista de dicho país. Según ese documento, para ser identificables e informativos, los indicadores deben cumplir con varios criterios. El primero es tener la propiedad de ser medible, porque la información cuantitativa es objetiva y permite comparaciones entre países o periodos de tiempo. El segundo criterio es que los indicadores tengan significado para los participantes del mercado y para el público en general. En tercer lugar, deben ser de simple interpretación para garantizar su utilidad. Cuarto, no pueden estar sujetos a ambigüedades: deben ser claros y no estar sujetos a malas interpretaciones. El quinto criterio es la relevancia del indicador frente al nivel de actividad minorista del sector. El sexto es la exactitud. Finalmente, el séptimo consiste en que los indicadores deben estar enfocados a los clientes.

De acuerdo con estos criterios, el documento propone un conjunto de indicadores candidatos para determinar el nivel de actividad en el mercado minorista de electricidad, que se agrupan en varias categorías:

- * *Estructura del mercado.* Se refiere al número y a la calidad de los participantes del mercado minorista. En esta categoría se tienen en cuenta indicadores como el número de minoristas en el mercado, el de minoristas que entraron a participar en el mercado en los últimos doce meses y la participación en el mercado de cada uno de ellos.
- * *Comportamiento de cambio.* Este conjunto de indicadores abarca los que revelan el comportamiento de los clientes ante la posibilidad de cambiar su proveedor. Se tienen en cuenta las tasas de cambio de proveedor y el tiempo transcurrido entre cambios de proveedor.
- * *Actividad competitiva.* Categoría que agrupa los indicadores que revelan las oportunidades de elección que tienen los consumidores. En ella encontramos la diversidad de ofertas y la diferenciación de productos, entre algunos.
- * *Satisfacción de los consumidores.* Determina la proporción de clientes satisfechos con el servicio que reciben del minorista.
- * *Información y conciencia.* Este conjunto de indicadores provee información del nivel de información con el que cuentan los consumidores para seleccionar a su empresa proveedora.
- * *Grandes consumidores industriales y comerciales.* Recoge al conjunto de indicadores que revelan las condiciones de información y de elección que rodean a los grandes consumidores en el mercado.

Otros trabajos dirigidos específicamente a la competencia minorista y planteamientos similares a los considerados con anterioridad pueden encontrarse para los sectores eléctricos del Reino Unido y Australia.

REFLEXIÓN PRELIMINAR

Esta revisión pretende responder dos preguntas fundamentales:

1. ¿Es pertinente la aplicación de las metodologías existentes para mercados eléctricos a los países de la CAN?
2. ¿Qué elementos importantes del análisis de los mercados eléctricos dejan por fuera los análisis planteados y cuáles deberían ser considerados por una metodología apropiada para países en desarrollo?

Con respecto a la primera pregunta, es importante tener en cuenta tres puntos. Primero, las metodologías para seguimiento de mercados eléctricos internacionales revisadas en este documento tratan de determinar, en gran medida, el grado en que las reformas se orientan hacia un sistema liberalizado. El entorno institucional en los países de la región andina es completamente distinto al de los que iniciaron este tipo de reformas veinte años atrás. Es vital tener en cuenta que antes de implantar reformas orientadas a la asignación de recursos por parte del mercado, se debe considerar el desarrollo del acervo institucional de cada uno de los países. Es posible que algunos en vías de desarrollo deban pensar primero en contar con instituciones fuertes antes de implantar reformas conducentes a la liberalización y la privatización.

En segundo lugar, las metodologías estudiadas enfatizan en el análisis de los mercados minoristas, que no se han desarrollado en la región, y ofrecen unos indicadores que en el futuro servirán para evaluar la evolución de la porción minorista del sector, pero que por el momento no brindan información relevante sobre las diferencias existentes entre los sectores de los distintos países. Por último, las metodologías propuestas requieren de un conjunto de información que no está disponible en los países de la Comunidad Andina de Naciones y cuyo costo de recolección es muy alto. Por tanto, no pueden utilizarse en esos países.

Por lo general, las metodologías estudiadas en este artículo se orientan a aspectos particulares del sector, como el marco regulador o el sector minorista. La que tiene en cuenta más aspectos es la propuesta por Newbery et al. (2004); sin embargo, incluso esta deja por fuera aspectos clave para el desarrollo del sector. Es importante que una metodología de mercados eléctricos internacionales

tenga en cuenta los ciclos de innovación en las firmas, ciclos que se retroalimentan con las reformas del sector, llevando a estructuras organizativas completamente distintas. A la vez, es necesario considerar los posibles rumbos que puede tomar el sector eléctrico cuando cambian las circunstancias exógenas del ambiente que lo rodea, variante metodológica que puede dar pistas más acertadas sobre su sensibilidad frente a cambios abruptos en el entorno.

Capítulo 1

Marco conceptual de las metodologías

RAÚL ANDRÉS ÁVILA • LINA MARÍA BASTIDAS • SERGIO BOTERO • ISAAC DYNER
MARIO GARCÍA MOLINA • IVÁN DARÍO HERNÁNDEZ • WAN YU MIRA
SANTIAGO MONTOYA • RICARDO SMITH QUINTERO • CARLOS ANDRÉS SUÁREZ

DESARROLLO EMPRESARIAL

En su obra *Investigación sobre la naturaleza y causa de la riqueza de las naciones*, Adam Smith, influyente economista del siglo dieciocho, desarrolló una teoría muy pertinente para el caso del mercado eléctrico, teoría que recalca que la división del trabajo no sólo está determinada sino que, a su vez, determina la extensión del mercado. Para el caso de estudio, a medida que el mercado de electricidad ha ido evolucionando de la interconexión municipal a la regional y a la nacional, y, en los últimos años, a la internacional, ha sido mayor la división del trabajo requerida para atender las necesidades nuevas y cambiantes de provisión de energía eléctrica.

Esa investigación de Smith constituye la base de su planteamiento acerca de la causa y naturaleza del desarrollo económico, y arroja como resultado que la división del trabajo dentro y entre las firmas significa que los trabajadores y las empresas se especializan e incrementan sus habilidades mediante los procesos de aprendizaje –por ejemplo, aprendizaje por la práctica, por el uso o por la lectura, entre otros–. La productividad laboral se incrementa, lo que lleva a mayor volumen de ventas y al aumento del mercado. Y el incremento de la demanda por productos incentiva a los dueños a expandir sus actividades y a subdividir aún más el proceso del trabajo.

El proceso, entonces, es uno de causalidad acumulada: es un círculo virtuoso de crecimiento económico y prosperidad, una historia de crecimiento dinámico y no estático, en el que se desarrollan las habilidades y, sobre todo, el conocimiento de los individuos. Por tanto, el aprendizaje y la interrelación con el mercado conducen a mejorar las habilidades y al cambio en el conocimiento de las empresas y la industria; las estructuras mentales, sus objetivos y concepciones no permanecen estáticas, sino que evolucionan junto con los mercados.

Diversos autores de corrientes de pensamiento actuales, como la economía evolucionista, desarrollan este planteamiento de la siguiente manera: la división y especialización del trabajo es una oportunidad de generar nuevo conocimiento práctico y tecnológico para atender las necesidades de producción y consumo, en nuestro caso, el mercado eléctrico. Por ende, la interconexión eléctrica creciente genera mayores avances y prosperidad relativos de unos eslabones del proceso de producción eléctrico, que impactan sobre otros relativamente más atrasados en la cadena productiva. Estas interrelaciones mutuas entre eslabones, llamadas por Allyn Young (1998) *rendimientos crecientes*, y la división del trabajo, son el motor detrás del cambio y el desarrollo del sector eléctrico, y, en general, de la economía. La creación de nuevo conocimiento, más conocida como innovación, es reflejo fehaciente de este proceso de desarrollo; más exactamente, la diversidad y cambios en la distribución del tipo de innovaciones son síntoma fiel del desarrollo de un mercado o sector.

Por otra parte, modelos de crecimiento económico como el propuesto por Liu y Yang (2000) sugieren que cuando la división del trabajo ocurre en las firmas la eficiencia se incrementa, al aumentar el tamaño de la firma, entendiéndose como tamaño el número de actividades que realiza; pero que cuando se da entre las firmas, la eficiencia aumenta al crecer la cantidad de firmas, mas no al incrementarse su tamaño. Estos autores plantean que las empresas emergen cuando los costos de transacción por el intercambio de los bienes intermedios son superiores a los costos de transacción implícitos en contratar trabajadores y producir dicho bien intermedio.

Según este tipo de modelos, existe un *trade off* entre los costos de transacción y la especialización de la industria eléctrica. Entre mayor sea la separación de las actividades –aun cuando aumenta la eficiencia gracias a la competencia– más altos son los costos de transacción generados por el acervo institucional necesario para garantizar que se cumplan los acuerdos contractuales entre las firmas participantes. Cuando los costos de transacción dentro de la firma son superiores a los costos de transacción entre firmas, el sistema mejora la eficiencia separando las actividades del sector analizado (Liu y Yang, 2000). Cuando los costos de manejo, de compromisos laborales, etcétera, de un grado de integración alto son mayores que los generados por producir de manera independiente dos bienes distintos y transarlos en el mercado, el regulador tiene incentivos para propender a la división del trabajo.

En modelos de crecimiento y desarrollo de la firma como los propuestos Yang y Borland (1991) y Young (1997), existe un fenómeno de retroalimentación entre el proceso de “aprender haciendo” individual de los agentes y el incremento de la división del trabajo. El aumento en el tamaño de la red de división del trabajo de la economía promueve incrementos de productividad individual por el proceso de “aprendizaje por la práctica”; y el proceso de aprender haciendo profundiza el grado de especialización y, por ende, incrementa dicha división.

Un equilibrio dinámico de este modelo de desarrollo de la teoría de la firma involucra el paso de una economía autárquica a un estado en el que los agentes se especializan y los procesos de división del trabajo se profundizan. La evolución de la división del trabajo a lo largo de una senda de equilibrio se caracteriza por ciertas características, en particular por:

- * El aumento del tamaño del mercado.
- * La especialización.
- * El grado de desarrollo del sector.
- * Los costos de transacción.

Estos modelos plantean un proceso de “aprendizaje por la práctica” individual, que aumenta la eficiencia individual e incentiva a las personas a especializarse. Esta manera de formular el proceso de “aprendizaje por la práctica” implica la coevolución de este con los fenómenos de especialización y división del trabajo, poniendo en tela de juicio la relación entre el tamaño de la firma y los incrementos en la eficiencia.

Por otra parte, la economía evolucionaria o co-evolucionaria (Hodgson, 1993; Gowdy, 1994) enfoca el desarrollo de la firma desde una perspectiva integradora propia de los sistemas biológicos, reconociendo que en economía los procesos también son irreversibles, accidentales y acumulativos, por lo que los equilibrios estables –estados estacionarios– son muy difíciles de conseguir, dada la velocidad y aleatoriedad con la que se producen los cambios, de modo que cambios en variables aleatorias ajenas a los procesos de “aprender haciendo” y profundización de la especialización pueden influir en el proceso de retroalimentación entre las mismas.

A medida que las empresas se especializan el proceso de aprendizaje por la práctica individual de las firmas se profundiza, lo que se refleja en la aparición de innovaciones. Sin embargo, puede haber choques aleatorios exógenos al proceso, que cambien las mega tendencias del proceso coevolutivo entre el tamaño de la firma y la estructura de mercado. La caracterización de estos procesos se refleja en los diferentes tipos de innovaciones que se encuentran en los mercados, como las innovaciones en productos y en procesos; para nuestro caso de análisis, nos apoyaremos en cuatro tipos de innovaciones: 1) las tecnológicas; 2) las organizativas; 3) las financieras; y 4) las de mercado. A continuación se describe brevemente cada una.

- 1) *Innovaciones tecnológicas.* Puede ser considerada un motor coevolutivo de los mercados que opera como respuesta a necesidades u oportunidades detectadas. Es el acto frecuentemente repetido de aplicar cambios técnicos nuevos a la empresa, para lograr mayores beneficios, crecimiento, sostenibilidad y competitividad.
- 2) *Innovaciones organizativas.* Es necesario entender cómo operan las complejas cadenas productivas de la sociedad para comprender sus procesos de evolución; una forma de comprender cómo evoluciona un mercado es entender cómo interactúan este y las firmas en la formación de nuevas estructuras organizativas, nuevas empresas desarrolladas mediante procesos de escisión, privatización o creación de empresas que tienen diversos efectos en las necesidades de recursos humanos de las empresas.
- 3) *Innovaciones financieras.* El desarrollo de formas de financiamiento interno y externo es necesario para responder a las necesidades del mercado. El estado nacional y municipal con capital público, la banca multilateral, los capitales privados, internacionales, mixtos y la capitalización de las firmas, entre otras formas de financiamiento, surgen como alternativas para el desarrollo de nuevos proyectos y la reestructuración de otros, que caracterizan las innovaciones financieras.
- 4) *Innovaciones de mercado.* Consisten en el desarrollo de nuevas oportunidades de negocio y la integración de mercados que antes se encontraban desintegrados.

COEVOLUCIÓN

La coevolución propone que las variables o sistemas están sujetos a cambios dinámicos o a perturbaciones de naturaleza aleatoria; plantea también la existencia de mecanismos que muestran sistemáticamente los efectos de esas variaciones, y se presumen fuertes tendencias inerciales que preservan lo que ha sobrevivido a las fuerzas de selección. El proceso coevolutivo presume que hay fuerzas que siguen introduciendo innovaciones en los modelos evolutivos.

La *coevolución* se refiere a la evolución simultánea de determinadas especies y ecosistemas, y analógicamente entre actividades económicas y su medio natural (Bergh, Van Den y Gowdy, 2000). Se parte del reconocimiento de la existencia de una interrelación estrecha entre el sistema económico y el físico (Boulding, 1978).

Janzen (1980) asume que hay coevolución cuando el carácter de un agente ha evolucionado como respuesta al de otro; este agente, en sí mismo, cambió como respuesta al carácter del primero. Esta definición, requiere:

- * *Especificidad*. La evolución de cada carácter se debe a presiones selectivas del carácter del otro agente.
- * *Reciprocidad*. Ambos caracteres deben evolucionar conjuntamente.
- * *Simultaneidad*. Los dos cambiaron al mismo tiempo.

Estos tres requisitos explican por qué se le pone el prefijo co- a la palabra evolución: se trata de un cambio evolutivo recíproco en agentes que interactúan, cambio que se debe a esa interacción.

Las características mencionadas de la coevolución se pueden aplicar a teorías biológicas o de inteligencia artificial –algoritmos genéticos– y a modelos económicos o sociales, como el del mercado eléctrico. La biología usa muchos conceptos que no se utilizan en la aplicación de la teoría evolutiva a otros campos; por otra parte, existen teorías que desprecia, pero que se pueden usar en otros análisis; sin embargo, hay analogías importantes y la extrapolación de las particularidades de teorías coevolutivas es de gran utilidad.

El concepto de la creación continua de Daly (1991) asienta la idea de los límites físicos de la Tierra y de que la economía es un aparato dentro del sistema finito global. Por esta razón, el crecimiento económico continuo no es posible,

por lo cual es necesario conseguir alguna pauta de crecimiento –sostenible– inestable y no total, dado que las condiciones del mismo, al igual que ocurre en los ecosistemas naturales, evolucionan constantemente.

COEVOLUCIÓN Y ECONOMÍA

En párrafos anteriores se expuso la idea básica de la economía evolucionaria o coevolucionaria de Hodgson y Gowdy. En este sentido se destacan también los trabajos de Norgaard (1984 y 1994), quien introdujo el término de coevolución en economía y cuya posición es crítica en relación con el convencionalismo de la economía tradicional.

En la literatura económica la coevolución se ha usado como herramienta para analizar gran diversidad de fenómenos interactivos de variados agentes, instituciones y situaciones económicas. Bergh y Stalg (2003), Carney y Gedajlovic (2000), Levithal y Myatt (1994), Lewin, Long y Carroll (1999) y Nelson (1995), entre otros autores, han trabajado sobre la metodología de análisis de coevolución entre firma y mercado como retroalimentación de la una a la otra que van evolucionando en un “diálogo o dialéctica” permanente que traza la trayectoria de los mercados. En los usos de la economía evolucionaria se pueden distinguir varias líneas de investigación. Bergh, Van Den y Hofkes (1997) hacen la siguiente clasificación de los modelos de coevolución:

1. Modelos integrados centrados en las interacciones cuantitativas a largo plazo entre los sistemas económico y medio ambiental. Su interés no es analizar el comportamiento sectorial sino el conjunto de interrelaciones globales (Forrester, 1971; Nordhaus, 1973; Meadows et al., 1989), nacionales (Dellink et al., 1999), regionales (Bergh y Nijkamp, 1991; Bergh, 1996) o locales (Capello et al., 1999).
2. Modelos centrados en el cambio tecnológico como proceso evolucionario y su interrelación con el progreso técnico para la reducción de la polución y del consumo de recursos naturales¹.

¹ Véase, por ejemplo, Faber y Proops (1990), quienes relacionan la invención –patentes– con la tecnología ambiental y ahorradora de recursos.

3. Modelos de coevolución de ecosistemas concretos –agrario, forestal, acuífero–, relacionados con las técnicas de control óptimo.
4. Modelos de evolución de sistemas económicos, sociales y ambientales basados en la estructura espacial jerárquica con mecanismos de retroalimentación que llevan a modelos complejos².

Para nuestro caso de análisis, el mercado eléctrico podrá ser comprendido como un “ecosistema artificial” en el que conviven diversos agentes: generadores, transmisores, distribuidores y comercializadores. Un ecosistema se puede definir como un sistema en el que componentes activos e inactivos funcionan en conjunto, siguiendo reglas de convivencia previamente definidas, definición válida para un mercado económico.

INNOVACIÓN Y ECONOMÍA

En la literatura económica las innovaciones se definen como el conjunto de actividades inscritas en determinado periodo de tiempo y lugar, que llevan a introducir en el mercado, con éxito y por primera vez, una idea en forma de nuevos o mejores productos, servicios o técnicas de gestión y organización (Pavón e Hidalgo, 1997). Se pueden entender, además, como el proceso mediante el cual, a partir de una idea o invención, o del reconocimiento de una necesidad, se desarrolla un producto, técnica o servicio útil aceptado comercialmente. Nelson (1995) define la innovación como “Un cambio que requiere un considerable grado de imaginación y constituye una ruptura relativamente profunda con la forma establecida de hacer las cosas, y con ello crea fundamentalmente nueva capacidad”. La innovación no se restringe a la creación de nuevos productos: puede referirse también a un nuevo servicio –servicios financieros– o a cómo se vende o distribuye un producto –ampliación de la red de comercialización eléctrica–. Es el elemento clave que explica la competitividad. Porter (1990) afirmó: “La competitividad de una nación depende de la capacidad de su industria para innovar y mejorar. La empresa consigue ventaja competitiva mediante innovaciones”.

2 Planteamiento de escenarios.

De forma esquemática, una innovación se traduce en los siguientes hechos:

- * Renovación y ampliación de la gama de productos y servicios.
- * Renovación y ampliación de los procesos productivos.
- * Cambios en la organización y en la gestión financiera de la misma.

VARIACIÓN PORCENTUAL AGREGADA DE LA DIVISIÓN DEL TRABAJO EN EL MERCADO ELÉCTRICO

El primer indicador propuesto mide la variación porcentual agregada de la división del trabajo en el mercado eléctrico, y se basa en los preceptos de que una mayor especialización en los mercados lleva a su mejor desempeño. La división del trabajo hace referencia al número de tareas en que se distribuye el trabajo necesario para producir un bien o servicio, en nuestro caso los servicios y bienes relacionados con el sector eléctrico, tareas que deben ser realizadas por distintos trabajadores, especializados en cada una.

La economía actual se concentra cada vez más en el aumento de la producción mediante la eficiencia, por lo que para ejecutar determinada actividad con eficacia es indispensable la especialización de las actividades. Existen varias particularidades de la división del trabajo que permiten que, por medio de ésta, aumente la producción de la sociedad en general, al aprovechar todas las capacidades del trabajador y los recursos disponibles, escasos en muchas oportunidades. Este caso se puede caracterizar a la hora de examinar el grado de desarrollo en un sector por el aumento de su tamaño, el grado de especialización en el mercado, los costos de transacción y su evolución, entre otros factores.

El indicador se sustenta teóricamente en los preceptos de economistas e historiadores como Adam Smith, en cuanto a su argumentación y disertación sobre la teoría de la división del trabajo, y de Manuel Castells y José E. Sánchez, quienes han desarrollado aproximaciones para medir la división del trabajo en diferentes sectores de la economía, como la industria automotriz o las redes de información. La construcción del indicador refleja el grado de variación porcentual agregada de la división del trabajo en el mercado eléctrico durante el periodo analizado. Se elabora a partir de doce series históricas anuales que aproximan el comportamiento del mercado desde cuatro sub indicadores de análisis: 1) aumento de tamaño en el sector eléctrico; 2) especialización; 3) grado de desarrollo; y 4) costos de transacción. Cada uno de estos sub

indicadores está sustentado por una serie de variables del mercado eléctrico, que se especifican a continuación.

La *capacidad instalada*, que determina la extensión del mercado eléctrico. A medida que pasan los años esta ha venido creciendo, producto de la mayor división del trabajo –lo cual puede verse en la diversificación de las fuentes de generación– para atender las necesidades nuevas y cambiantes de provisión y suministro de energía eléctrica. Por lo general, el crecimiento de la capacidad instalada en *generación eléctrica* es resultado de la mayor especialización del trabajo en las centrales eléctricas –para nuestro caso particular de análisis, la representación de las firmas–, dentro de las centrales hidro y termoeléctricas, que en su mayoría son las que suman los agregados totales de la capacidad instalada.

Para el crecimiento en la capacidad instalada los países adoptan estrategias de acuerdo con sus necesidades, estrategias que pueden ser de diversificación –cuando no desean depender de una sola fuente– o de uso competitivo de los recursos, para aprovechar los que permiten una generación más económica. El aumento de la capacidad instalada responde a las necesidades de *demanda de electricidad*, doméstica e internacional, y como medición del aumento del tamaño del sector se puede determinar una Proxy.

Se supone que la capacidad instalada se debe ajustar periódicamente, de acuerdo con el aumento en la generación de electricidad, para evitar así insuficiencias que impidan responder a los requerimientos eléctricos del mercado de cada país que quiera cubrir su demanda por medio del autoabastecimiento. Se puede asumir como un proceso de causalidad acumulada, un círculo de crecimiento del mercado eléctrico que aumenta el producto agregado del país; y como un crecimiento dinámico y no estático de la correlación entre la capacidad instalada y la generación de electricidad.

El *índice de aprovechamiento máximo de hidroenergía*, indicador medido en años, muestra el potencial hidroeléctrico de un país, lo que puede dar un grado de la explotación de este potencial de generación eléctrica. Se puede catalogar como una medida del grado de especialización de un mercado eléctrico³, en la

3 No se tiene en cuenta la utilización del índice de aprovechamiento máximo termoeléctrico, por lo reciente de la utilización del gas para la generación de electricidad en algunos países de la región, y por la falta de datos en series desde 1970, año en el que se empezó a determinar la medida de las →

medida en que la mayor explotación del recurso para generación puede verse reflejada en la mayor utilización de los recursos disponibles. La especialización es resultado objetivo de la división del trabajo, y se expresa en la formación de nuevas ramas, industrias, formas de producción, servicios e, incluso, en la interrelación entre ellos que provocan nuevas actividades; en nuestro caso, el aprovechamiento de otras fuentes generadoras de electricidad, como la energía nuclear y eólica, entre otras, aproxima esas características y nos permite tomarla como Proxy de la división del trabajo.

La *intensidad eléctrica* busca medir el nivel de energía eléctrica necesaria para producir un punto del producto interno bruto (PIB). Mientras más alto sea este indicador menor va a ser el nivel de eficiencia alcanzado. Sin embargo, es necesario señalar las reservas con que se debe utilizar un indicador global como este, dado que no es posible obtener conclusiones sobre la evolución de la eficiencia energética o eléctrica. En efecto, cambios en la intensidad energética o eléctrica se pueden explicar por muchos factores, como variaciones en la estructura productiva del país, modificaciones en la matriz energética, factores climáticos o cambios en la eficiencia energética, entre otros. No obstante, es una buena Proxy o señal para indicar la especialización de un mercado eléctrico, puesto que a medida que pasan los años en los países de la región se espera que este indicador vaya decreciendo como primera alternativa, o que su crecimiento sea muy bajo, ya que el aprovechamiento de los recursos deberá ser mejor.

En economía se profundiza en la especialización sectorial y empresarial, que se expresa en la adaptación de un sector, mercado, organización o división a la prestación duradera de un producto o servicio que se repite establemente, con un destino económico determinado para satisfacer demandas sociales y organizativas. Este ciclo repetitivo constante permite un aprendizaje mayor, que determina más eficiencia, aproximada en el mercado eléctrico por medio de un indicador que se relacione con el crecimiento económico.

El *consumo de electricidad per cápita* y el *consumo energético per cápita* nos permiten acercarnos al grado del desarrollo en el sector eléctrico. Para revisar

→ variables. Aun cuando en algunos casos puede ser un indicador útil, no se incluye en el análisis puesto que para que la metodología sea fácil de aplicar a cualquier país se requiere que los datos estén disponibles con facilidad.

el consumo en términos de desarrollo para el país y consumo por habitante, se comparan los valores de PIB per cápita e intensidad energética, para constatar si ante el aumento en la producción los consumidores incrementan su consumo, y determinar así la competitividad por país, la capacidad de innovación y desarrollo del sector eléctrico y su influencia en el desarrollo nacional. Esto da una visión rápida del progreso en la economía y en el mercado eléctrico; diferentes concepciones y teorías económicas determinan que mientras más profundo sea el desarrollo del sector más necesaria será la creación de un tejido industrial de interrelaciones entre las empresas generadoras, distribuidoras, transmisoras y comercializadoras de electricidad, que permita satisfacer la demanda nacional e internacional.

El consumo de electricidad y eléctrico per cápita reflejan la cantidad de energía y, específicamente, de energía eléctrica demandada por habitante; las necesidades crecientes de consumo y demanda muestran el desarrollo de la división del trabajo en las firmas, puesto que crean actividades simplificadas que pueden aprenderse y completarse con relativa rapidez. Además, crean una variedad de trabajos que permiten escoger o ser asignados a posiciones que concuerden con los talentos e intereses de los agentes, mediante procesos de integración horizontal y vertical por medio de procesos de cooperación que se pueden definir como acuerdos entre dos o más empresas independientes que, uniendo o compartiendo parte de sus capacidades o recursos, sin llegar a fusionarse, instauran un cierto grado de interrelación con el fin de incrementar sus ventajas competitivas.

La oferta total de electricidad per cápita y la oferta total de hidroenergía per cápita nos aproximan a la cantidad de energía general e hidroeléctrica generada para satisfacer las necesidades crecientes de demanda en el mercado. En este caso, las empresas podrán externalizar las actividades de generación eléctrica en la cadena hacia otras más eficientes. Sin embargo, esta externalización en busca de mayor eficiencia no aseguraría, por sí misma, que el costo total del producto fuera menor y, por ende, su oferta para consumo doméstico e internacional. Esto sólo ocurrirá si los costos intra y extra firma, más los de las transacciones, fueran menores que los internos.

Esta es la condición para que la cooperación sea eficiente, es decir, que los costos de las empresas que cooperan operando por separado sean inferiores a los de una integrada. Esto sólo sucederá si los costos externos más los de las transac-

ciones son inferiores a los internos. De esta forma se explica la cooperación a partir de los costos de transacción y se justifica por qué la cooperación es una vía intermedia entre el mercado y la organización interna para la asignación de recursos en los distintos eslabones del mercado eléctrico. La cooperación mediante procesos de integración supone un compromiso entre flexibilidad y eficiencia, que genera más desarrollo en el sector.

La incertidumbre es un aspecto que incentiva a los individuos y a las firmas a buscar mecanismos eficientes para orientarse mejor en el momento de tomar sus decisiones en el contexto en el que se desenvuelven, aproximándose más a los desarrollos en el mercado; mediante el conocimiento de los costos de transacción en los procesos, es más predecible el comportamiento de todos los agentes en el mercado, reduciendo, a su vez, de nuevo, los costos de transacción que en una economía llevan al agente a desarrollar medios –reglas, hábitos de conducta, entre otros– que posibilitan una mejor comunicación, establecimiento y cumplimiento de acuerdos, mejorando las condiciones existentes en ella, por la reducción de riesgo moral e información asimétrica. Dada la disponibilidad de datos y las variables para la construcción de indicadores que midan los costos de transacción, como variables proxies de este indicador utilizamos los *precios industriales, residenciales y comerciales de electricidad*.

Dados los problemas para obtener datos en series largas de tiempo y de la disponibilidad en las más grandes firmas del mercado eléctrico sobre sus costos internos, una aproximación posible es utilizar el precio de la electricidad para los principales grupos de consumidores en los mercados eléctricos de la región. El periodo de análisis se determina desde 1970, puesto que desde esa fecha existe la disponibilidad continua de estas series de datos. Al tomar los datos obtenidos de una fuente en común se eliminan problemas como la información distorsionada, datos inconclusos, formas alternas de representación, etcétera.

TENDENCIAS DE INNOVACIÓN EN EL MERCADO ELÉCTRICO

El segundo indicador mide las tendencias de innovación en el mercado eléctrico. Las innovaciones se definen como el conjunto de actividades inscritas en determinado periodo de tiempo y lugar que conducen a la introducción con éxito en el mercado, por primera vez, de una idea en forma de nuevos o mejores productos, servicios o técnicas de gestión y organización. La revolución tecnológica en

curso, generada por el nuevo paradigma tecnoeconómico que se formó en los años 1970 y 1980, ha venido acelerando los procesos de estudio y de percepción sobre los procesos de innovación; desde diferentes planteamientos teóricos se ha venido trabajando en el estudio del desarrollo histórico de innovaciones de capital, de producto, de proceso y de procesos.

El análisis de las innovaciones en los mercados eléctricos apoya el estudio de su seguimiento histórico, para determinar su desarrollo y mirar luego tendencias a través de los denominados ciclos de desarrollo tecnológico, analizando las necesidades de los países y las firmas de innovación y de nuevos productos y procesos, para seguir siendo competitivos, no sólo por precios o por consecución de patentes, sino mediante la búsqueda de nuevos nichos de mercado y nuevas formas de financiamiento que mantengan a la firma en el sector. El análisis de estas innovaciones en el mercado eléctrico permite ver nuevos sistemas flexibles de producción, de acuerdo con las necesidades de expansión del consumo de energía eléctrica; es útil, además, para captar cuándo se desarrollan en los países analizados nuevas formas de estructuras horizontales integradas, dado que la generación eléctrica se diseña y acondiciona de acuerdo con la demanda nacional e internacional por los procesos de exportación de electricidad.

El estudio de las tendencias de innovación impulsadas por el desarrollo en los mercados parte de los planteamientos teóricos de Solow (1979), quien mediante la contabilidad de los procesos innovadores trata de explicar a qué se debe el crecimiento económico agregado y por sectores productivos. Es retroalimentada, además, por los análisis de Joseph Schumpeter, quien por medio del proceso de la acumulación técnica muestra que un sector más innovador presentará un crecimiento económico mayor; Richard Nelson contribuye también desde los planteamientos de la economía evolucionaria y del papel que cumple la innovación continua como mecanismo de selección en el mercado; finalmente, el aporte teórico de Christopher Freeman y Carlota Pérez (1988) consiste en el análisis de los nuevos paradigmas tecnoeconómicos impulsados en ciclos tecnológicos de veinte a treinta años por los procesos innovadores impulsados por esos paradigmas por conducto de diferentes innovaciones a través del ciclo; y complementan la teoría de por qué es importante el análisis de las innovaciones en los mercados para explicar tendencias pasadas y proyecciones futuras en un sector productivo.

SISTEMA DE VARIABLES CONSIDERADAS

En la tabla 1 se presenta el sistema de variables consideradas para determinar tendencias de la innovación y la división del trabajo.

TABLA 1
VARIABLES CONSIDERADAS

ESTRUCTURA DEL MERCADO ELÉCTRICO		
INDICADOR	SUB INDICADORES	VARIABLES NECESARIAS
Variación porcentual agregada de la división del trabajo	Aumento del tamaño en el sector eléctrico	Generación de electricidad, demanda de electricidad y capacidad instalada
	Especialización	Intensidad eléctrica y aprovechamiento máximo de hidroenergía
	Grado de desarrollo del sector eléctrico	Consumo per cápita de electricidad y energía, y oferta total de electricidad y de hidroenergía per cápita
Tendencias de innovación en el mercado eléctrico	Costos de transacción	Precios industriales, residenciales y comerciales
	Innovaciones	Innovaciones tecnológicas, organizativas, financieras y de mercado.

Fuente: elaboración propia.

ORGANIZACIÓN INDUSTRIAL*

Esta parte describe la aplicación de la metodología para seguimiento a mercados eléctricos internacionales para el área de la organización industrial. La sistemática sugerida es la que más se acerca a las hechas con antelación para el seguimiento de las distintas actividades del sector (Jamassb, Newbery y Pollitt, 2004; Caem, 2003). Esta metodología sintetiza dichas proposiciones, de acuerdo con la disponibilidad de información de los países de la Comunidad Andina de Naciones.

Es importante anotar que debido a lo reciente de las reformas orientadas hacia el mercado en algunos de los países objeto de este análisis, la información disponible antes de 1998 es muy precaria, por lo que se cubre aquí desde ese

* Agradecemos los comentarios de Olga Manrique Chaparro y Jonathan Malagón González.

año hasta 2004. A medida que se profundicen las reformas y mejoren los sistemas de información disponibles, se deberán replantear la metodología y reinterpretar los resultados. Sin embargo, la metodología planteada permite una primera aproximación a la organización industrial del sector eléctrico en los países estudiados y sacar conclusiones concretas sobre su estructura. La metodología consta de tres indicadores fundamentales que describen tres facetas esenciales de la organización industrial del sector eléctrico.

El primero, llamado *índice de la capacidad de ejercer poder de mercado en la actividad de generación*, asigna un puntaje al grado de desarrollo de un ambiente propicio para la competencia en la actividad de generación de un país. Este índice se construye a partir de la medida de concentración de Herfindahl-Hirschman, del concepto de franja de potencia, y de un indicador binario sobre la integración vertical de las empresas generadoras con el resto de la cadena productiva.

El segundo, denominado *índice de las características de transporte y formas de transacción de la electricidad*, indica el grado de pertinencia de la organización de las transacciones del mercado y de la red de transmisión para el desarrollo de la competencia en el mercado mayorista. Se elabora a partir de indicadores binarios, como la existencia o no de una bolsa de energía, del libre acceso a las redes y la independencia del operador de mercado.

El tercer indicador es el *índice de las condiciones de concentración minorista y de elección por parte del consumidor final*, y pretende medir dos aspectos: el grado de incidencia de los consumidores finales en las señales de precios por medio de la participación de los consumidores no regulados en la demanda total de energía y de la capacidad de los hogares de escoger su proveedor; y establecer qué grado de concentración existiría en el sector de comercialización si fuera liberalizado. Esta última señal se evalúa mediante el índice de Herfindahl-Hirschman aplicado a las ventas finales de energía a los consumidores finales.

Cada país se analizará con cada uno de estos índices y se establecerán la competitividad de su organización industrial con el desarrollo de reformas de liberalización y propensión hacia la competencia. Primero se analizará cada uno y luego se compararán entre ellos, para determinar cuáles son los que tienen estructuras más coherentes con la competencia de acuerdo con el enfoque planteado.

REGULACIÓN Y MARCO INSTITUCIONAL

La creación de marcos reguladores estables y propicios es una condición fundamental para atraer inversionistas privados. La falta de credibilidad en las reglas de juego incrementa el riesgo y la volatilidad, lo que lleva a los inversionistas privados a entrar al sector exigiendo tasas de retorno mayores. En las últimas décadas, los mercados eléctricos alrededor del mundo han enfrentado cambios dinámicos en su estructura y funcionamiento, que tratan de hacerlos más flexibles y competitivos. Este comportamiento se debe a la búsqueda de mejoras en la eficiencia productiva, inversiones para la expansión de la capacidad, menor discrecionalidad en la formación de los precios y ajuste de las estructuras al nuevo contexto mundial.

La evolución de los mercados eléctricos ha atravesado diferentes etapas, comenzando con la apertura a la participación de agentes privados en las actividades de generación y finalizando con la introducción de niveles de competencia en la actividad de comercialización con mecanismos avanzados que permiten a los consumidores elegir su proveedor de energía eléctrica. De esta manera, en la siguiente sección se presenta un marco conceptual que sintetiza las propuestas para analizar el proceso de evolución del sector eléctrico, adoptando y combinando un conjunto de medidas o elementos que representan los cambios principales para dicho sector. El marco conceptual desarrollado se aplica luego a algunos países latinoamericanos, con el fin de analizar la diversidad en los procesos de reforma en cuanto a su profundidad, alcance y velocidad de ejecución.

Identificadas las orientaciones predominantes en Latinoamérica, y dado que la introducción de la competencia supone un complejo proceso de regulación, el paso siguiente consiste en proponer una metodología para seguir el marco regulador de los países de la Comunidad Andina, incluida Bolivia. Por tal razón, en las secciones finales se expone una propuesta metodológica basada en un conjunto de indicadores descriptivos que determinan los aspectos principales del marco institucional y de la regulación de un mercado eléctrico. Finalmente, la metodología se aplica a Bolivia, Colombia, Ecuador, Perú y Venezuela.

Una idea general que puede obtenerse sobre este asunto es que, dependiendo del desempeño del sector eléctrico, el mercado se percatará de la necesidad de reformar su estructura, razón por la cual es esencial que el desarrollo futuro del sector se efectúe en el contexto de un marco estructural y reglamentario que

determine las condiciones en las que se desenvuelva el sector y que permita redefinir los roles preexistentes y crear nuevas funciones, nuevos mecanismos para la formación de precios y liquidación, así como el ingreso de nuevos agentes al mercado, entre otros.

EVOLUCIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO

Hacia fines de los años 1980 y en el transcurso de la década de 1990, todos los sistemas energéticos de los países de Latinoamérica tuvieron importantes reformas, procesos de reforma que han mostrado gran diversidad en cuanto a su profundidad, alcance y a la velocidad de ejecución (Olade, Cepal y GTZ, 2003). Entre las principales razones de esta revolución se pueden destacar la búsqueda de eficiencia y libre competencia en un sector que tradicionalmente estaba en manos estatales, la transparencia en el proceso de formación de precios (Millán, 1999), el desarrollo de nuevas tecnologías en generación que permitieron disminuir las economías de escala y la creación de programas computacionales que determinan en forma más exacta las interacciones en el sistema. La evolución de estos mercados eléctricos se ha dado en diferentes etapas, comenzando con una apertura a la participación de agentes privados en las actividades de generación, hasta la introducción de niveles de competencia en la comercialización con mecanismos avanzados que permiten a los consumidores elegir su proveedor de energía eléctrica.

Las reformas del sector eléctrico son actividades multifacéticas con factores en interacción y una variedad de impactos. Por lo general, el proceso involucra un conjunto de pasos concretos y medidas basadas en un modelo específico de reforma. A continuación se presentan las propuestas conceptuales, dadas por algunos autores al respecto.

Tal como se dijo, Bacon (1999) demuestra que hay una secuencia lógica de pasos en las reformas hacia la introducción de competencia y privatización en el sector eléctrico en los países en desarrollo, argumentando que el objetivo final ha sido introducir la propiedad privada en donde sea posible y la competencia en las partes de la industria que no son monopolios naturales, pero con regulación. Dicho patrón de cambio se enumera a continuación:

1. Corporatización o comercialización de la empresa de servicios principal del estado.

2. Decreto de una ley de energía para desintegrar o privatizar parcial o totalmente el sector.
3. Establecimiento de una autoridad reguladora independiente.
4. Reestructuración de las empresas por medio de la separación vertical y horizontal.
5. Competidores privados podrían ser permitidos.
6. Privatización de los activos existentes.

El paso más común, lógicamente el primero, es la corporatización o comercialización de la principal empresa de servicios públicos, y el menos común, el final, es la privatización. Sin embargo, no todos los elementos serán apropiados en todos los países; por ejemplo, un problema particular que surge es si en pequeños sistemas se requiere de separación vertical y acceso a terceros. Muchos aspectos de las reformas eléctricas no son cuantificables, pero son determinantes en el éxito o la falla de estas; por tanto, su representación en términos de indicadores debe reflejar su comportamiento, aun cuando en su evaluación y juicio se involucre cierto grado de subjetividad. Por ejemplo, algunos aspectos como privatización, limitación de funciones, mercados mayoristas y regulación se establecen gradualmente y tienen una dimensión cualitativa (Jamasb et al., 2004).

A cierto nivel, las medidas involucran cambios organizativos y estructurales de la industria, y a un nivel diferente hay requerimientos por acuerdos institucionales apropiados tales como legislación y nuevas agencias. Jamasb et al. (2004) indican que, aun cuando hay variabilidad en las reformas individuales, por lo general se combinan algunos de los siguientes elementos:

1. Corporatización de las empresas del servicio del estado.
2. Decretar una ley de reforma de electricidad.
3. Reforma legal, incluyendo la adopción de regulación de incentivos para los monopolios naturales en las actividades de la red.
4. Establecimiento de un regulador independiente.
5. Separación de las empresas de servicios integradas verticalmente en generación, transmisión, distribución y comercialización, y en los casos en los cuales la separación horizontal sea necesaria.

6. Proveer el acceso de terceros a las redes.
7. Establecimiento de un mercado mayorista de generación competitivo.
8. Liberalización del mercado minorista.
9. Privatización de los activos eléctricos.
10. Definición de las reglas para la protección del consumidor, la asignación de subsidios de energía y otros.

Por otra parte, Hunt y Shuttleworth (1996) consideran que las diferentes alternativas corresponden a acciones de propiedad y reestructuración. La dimensión de propiedad se puede dividir en tres niveles agregados:

1. *Propiedad directa del gobierno.* Este es dueño y controla la administración de la industria. Establece el precio y la planeación central.
2. *Una industria nacionalizada.* O con una empresa de propiedad del estado que administra la industria. Puede existir una agencia reguladora independiente que apruebe las políticas de precio e inversión.
3. *La industria es de propiedad privada.* Compañías listadas en bolsas de energía y que esperan obtener rentabilidad para sus inversionistas; además, el gobierno puede tener acciones en ellas. Por lo general son reguladas por una agencia independiente.

La dimensión de estructura se representa en cuatro modelos (Hunt y Shuttleworth, 1996):

1. *De monopolio.* Representa un sistema integrado verticalmente. Le pertenece a una compañía que genera, transmite y distribuye, además de ser la responsable de vender la electricidad al cliente final (véase la figura 1). El monopolio se ejerce sobre cierto territorio, puede ser un país o una región. Se pueden presentar dos situaciones: cuando la empresa posee las tres actividades o cuando otra compañía, que ejerce un monopolio sobre los clientes en su territorio, realiza la distribución. Los precios son regulados y algunas veces se permite la autogeneración.
2. *De agencia de compra.* Nuevos agentes se introducen al mercado, los generadores potenciales o Independent Power Producers (IPP), que venden sus salidas a una agencia de compra, la cual le vende a los distribuidores que

ejercen un monopolio sobre sus clientes (véase la figura 2). Es decir, se permite la competencia en la generación, pero todas las ventas se deben hacer a la agencia de compra, que actúa como un monopsonio.

3. *De competencia mayorista.* Se caracteriza porque los distribuidores pueden elegir a sus oferentes, es decir, pueden comprar energía a cualquier generador (IPP). Como en el modelo anterior, existe competencia entre generadores, y los distribuidores aún ejercen monopolio sobre sus clientes finales (véase la figura 3). En este modelo se permite el acceso abierto a las redes de transmisión. La amplia competencia no elimina el papel del regulador, que puede ejercer control sobre las redes de transmisión y sobre las partes de la estructura competitiva del mercado.
4. *De competencia minorista.* En este modelo todos los consumidores tienen acceso a los generadores en forma directa o por conducto de los comercializadores minoristas (véase la figura 4). Con esta estructura se da libre entrada y salida al mercado generador; esto significa que para la creación de nuevas plantas no habrá regulación. Además, los comercializadores minoristas tienen libre entrada al mercado. Esta es una nueva función de mercado, que no requiere propiedad de las redes de distribución, y en muchos casos el dueño de las redes podría competir como comercializador minorista.

Se ha observado que antes de privatizar se define la estructura de la industria; es decir, es casi imposible considerar cambios en la propiedad sin tener en cuenta variaciones en la estructura. Estos cambios son difíciles de hacer, debido quizás a la experiencia limitada y a la falta de interés en los gobiernos de promover cambios en una industria que presta un servicio de tanta importancia. En este sentido, la lista de países que tienen el modelo 1 incluye casi todos los países. El movimiento a un modelo de competencia corresponde a acciones muy recientes en el seguimiento a las estructuras de mercado; se podría decir que los otros modelos son la excepción (Hunt y Shuttleworth, 1996).

En la tabla 2 se resumen los modelos planteados por Hunt y Shuttleworth, según la estructura del sector eléctrico:

La Organización Latinoamericana de Energía (Olae), la Comisión Económica para América latina y el Caribe (Cepal) y la GTZ agrupan los principales aspectos del proceso de reestructuración del sector energético en América latina y el Caribe en tres dimensiones (Olae-Cepal-GTZ, 2003):

FIGURAS 1, 2, 3, 4

MODELOS DE ESTRUCTURA DEL SECTOR ELÉCTRICO

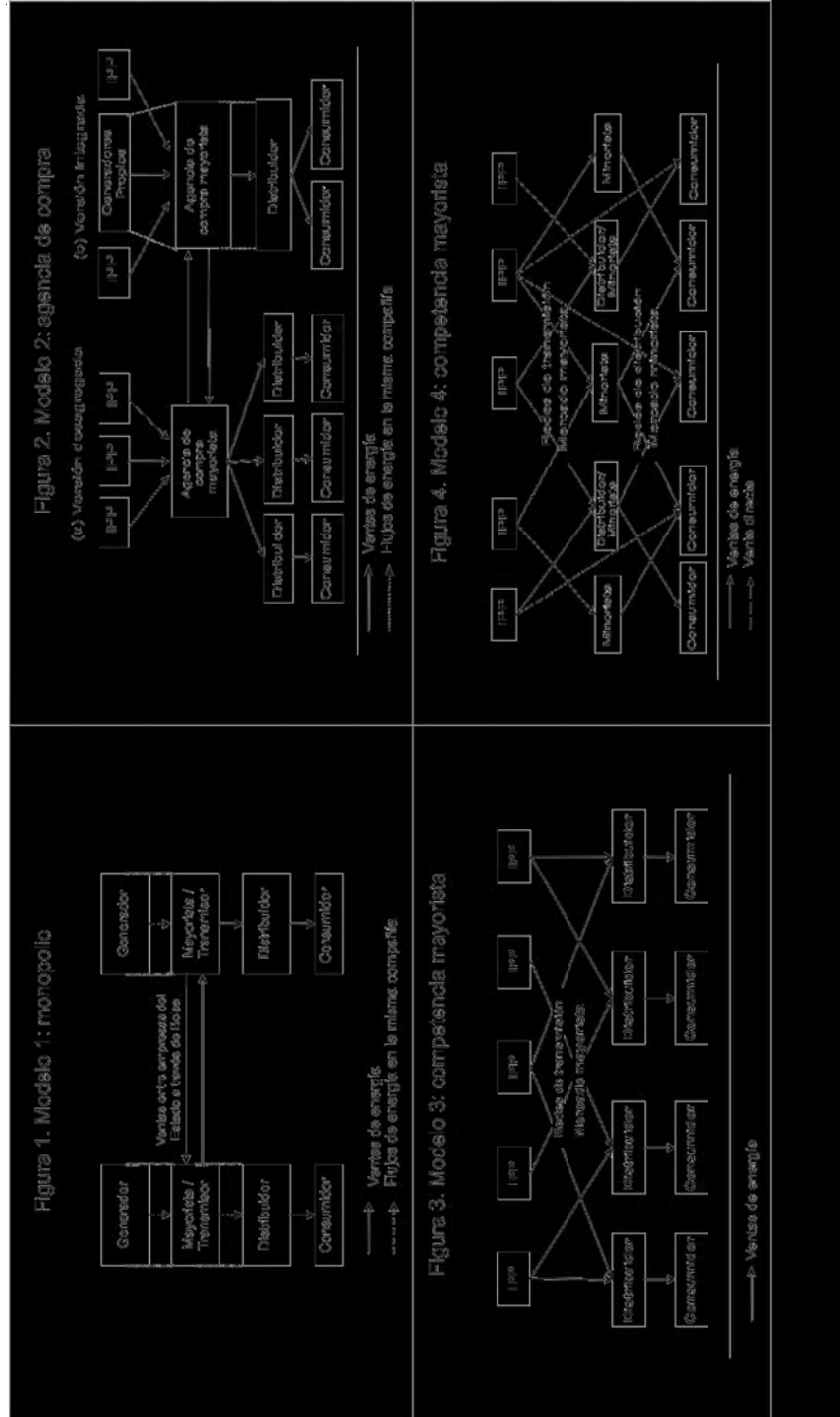


TABLA 2
ALTERNATIVAS DE ESTRUCTURA

ALTERNATIVAS	MODELO 1	MODELO 2	MODELO 3	MODELO 4
* <i>Características</i>	Monopolio de compra	Agencia ventas al por menor	Competencia al por menor (comercializadoras)	Competencia
* <i>Definición</i>	Monopolio en todos los niveles particular	Competencia en la generación de un comprador distribuidores	Competencia en la generación y elección para consumidores finales	Competencia en la generación y elección de
* <i>Generadores que compiten</i>	No	Sí	Sí	Sí
* <i>¿Elección para los comercializadores?</i>	No	No	Sí	Sí
* <i>¿Elección para los consumidores finales?</i>	No	No	No	Sí

Fuente: Hunt y Shuttleworth, 1996.

1. *Las que afectan la naturaleza jurídica de las empresas o los derechos de propiedad.* La modificación de la naturaleza jurídica ha implicado mayor autonomía de las empresas respecto al aparato administrativo del estado. El cambio en los derechos y obligaciones se refiere a las relaciones entre el estado y las empresas públicas, dentro de las propias empresas estatales y entre las empresas públicas y terceros. Las medidas que implican un cambio en el régimen de propiedad –desincorporación de activos o privatización– han tenido carácter parcial y total. La privatización representa sólo una de las diversas modalidades de los cambios en la situación jurídico-institucional de las empresas del sector.
2. *Las que introducen cambios en la organización productiva del sector o de algunas cadenas energéticas.* Si se parte de que la organización predominante en el periodo previo al inicio del proceso de cambio era la de un monopolio integrado, se incluirían las siguientes medidas implementadas: en cuanto a la empresa estatal: separación virtual de unidades de negocios, segmentación vertical contable, separación vertical empresarial, división horizontal de la oferta dentro de un mismo eslabón de la cadena energética y división regional por áreas dentro de un país. En cuanto a la apertura para la participación de nuevas empresas: terceros para el abastecimiento de ciertos

servicios y productos a un comprador único, con base en contratos, y eliminación de barreras a nuevos actores, promoviendo un esquema de competencia.

3. Las que determinan las modalidades de coordinación y funcionamiento.
- Corresponde al conjunto de normas que conforman un nuevo marco regulador para el funcionamiento en el sector. Dentro de este grupo de medidas se incluyen normas que conforman el marco institucional, reglamentos referidos a las obligaciones y derechos de los actores, disposiciones relativas a la formación de los precios, a las inversiones de desarrollo, entre otras. Las diferentes modalidades de coordinación corresponden a distintas formas de regulación, a saber:
- * *Control central:* el estado tiene el control de las decisiones, formuladas sobre la base de una planificación centralizada de carácter normativo. Para la asignación de recursos –inversiones de expansión, ocupación territorial– prevalece el razonamiento político, e incluso sobre la política de precios. Las normas reguladoras se limitan a establecer barreras institucionales a la entrada, a especificar las características técnicas de los productos y servicios y a establecer incumbencias dentro del propio aparato del estado.
 - * *Comprador único:* se conoce como apertura parcial. Permite la incorporación de empresas privadas en calidad de terceros, que se encarguen de producir y entregar los energéticos a la empresa estatal integrada. Las empresas privadas son responsables de las decisiones de inversión en el marco de contratos negociados con el estado.
 - * *Estructura integrada regulada:* se permite más autonomía a las empresas de propiedad privada, mixta o de las entidades públicas de jurisdicción provincial o municipal. El estado asume el papel de regulador, dando prioridad a consideraciones técnicas y económicas y participando de manera efectiva en las decisiones de inversión y en la formación de precios.
 - * *Mercado abierto:* se trata de aprovechar los efectos de la competencia en los mercados, generando cambios en la organización productiva e institucional y en los principios reguladores. En el caso de la electricidad, se requiere la separación de funciones y el libre acceso a las redes de transporte y distribución, considerados monopolios naturales y con una regulación basada en criterios técnico-económicos. Los actores participantes toman las decisiones

de inversión. Dentro de esta modalidad se incluyen los mercados que tienen las características de oligopolios, más o menos concentrados.

Debido a que algunas medidas pertenecen a más de una dimensión o guardan una interrelación lógica, es posible definir ciertas estrategias que combinen dichas medidas y que determinan la orientación del proceso de cambio. De esta manera, las modalidades más significativas pueden agruparse de la siguiente forma (Olade, Cepal, GTZ, 2003):

- * *Propiedad*: estatal, mixta o privada.
- * *Organización*: monopólica e integrada, parcialmente integrada y monopólica, o verticalmente desintegrada con diferentes grados de partición horizontal.
- * *Funcionamiento*: instrucción, regulación negociada, regulación independiente y técnica, y competencia.

A partir de la combinación de los elementos de esta tipificación es posible cubrir, de manera aproximada, todas las situaciones que pueden observarse en las industrias energéticas de los países de Latinoamérica. En la tabla 3 se presentan las combinaciones entre las modalidades de coordinación y los otros elementos del proceso de reforma.

En esta sección se presentó un marco conceptual que sintetiza las propuestas para analizar el proceso de evolución del sector eléctrico con el fin de examinar los elementos que representan los cambios más relevantes para dicho sector. A continuación se ofrece un enfoque práctico de dicho marco conceptual, aplicándolo a algunos países latinoamericanos, para analizar la diversidad en los procesos de reforma en la región.

EVOLUCIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO LATINOAMERICANO

En la década de 1980, Chile fue el primer país en el mundo en introducir reformas integrales con el objeto de abrir el sector a la participación privada y la competencia (Millán, 1999). El ejemplo de Chile fue seguido por Argentina a principios de los años 1990, y poco después por Bolivia y Perú. A mediados de la década de 1990, las reformas se extendieron a Brasil y Colombia y a algunos países centroamericanos. Los principales ausentes en el proceso de reforma del

TABLA 3
MODALIDADES DE REESTRUCTURACIÓN DE LOS SECTORES ENERGÉTICOS

ESTRUCTURA PRODUCTIVA (INTEGRACIÓN VERTICAL)	MONOPOLIO INTEGRADO			PARCIALMENTE DESINTEGRADA	DESINTEGRADA	ESTRICTAMENTE DESINTEGRADA
	Parte del estado	Estatil corporativizada	Mixta o privada			
<i>Propiedad</i>	Control mandatarlo	Cierta autonomía empresarial	Regulación negociada	Estatil y privada Estatil o mixta	Privada, mixta o estatal	
<i>Funcionamiento</i>	Control central	Integrado	Control central y regulación negociada	Competencia donde existe disputabilidad y regulación donde no pueda existir		
<i>Coordinación</i>	Control central	Comprador regulado	Competencia en el mercado único			

Fuente: Olade, Cepal, GIZ, 2003.

sector eléctrico han sido México y Venezuela, donde la transferencia de los activos eléctricos al sector privado ha sido pequeña y las reformas escasas (BID, 2001). La experiencia de Chile brindó una lección importante a los países de la región acerca de desintegrar verticalmente la estructura del sector y horizontalmente el de generación, a fin de garantizar la competencia proyectada. Así mismo, el cambio tecnológico con el advenimiento de la turbina de gas y los ciclos combinados redujo la importancia de las economías de escala y permitió aumentar el número potencial de participantes (Millán, 1999).

Bacon (1999) demuestra, mediante un estudio realizado en ciento quince países en vías de desarrollo, que la región que más profundizó en cuanto a reformas del sector energético y especialmente en el sector de electricidad es Latinoamérica y el Caribe. En la tabla 4 se presenta el porcentaje de los principales pasos de reforma llevados a cabo por cada región. Como puede observarse en el caso eléctrico, Latinoamérica presenta un estado más cercano a la liberalización y privatización de la industria eléctrica con un indicador cercano a 100—estado máximo de las reformas—.

Como se observa en la tabla 5, el 71% de los pasos de reforma propuestos por Bacon (1999) han sido seguidos en los países latinoamericanos, liderando las reformas de los sectores eléctricos en el mundo en desarrollo.

Antes de las reformas, las compañías en el sector eléctrico latinoamericano eran de propiedad del estado y estaban integradas verticalmente, desempeñando todas las actividades y ejerciendo una planeación centralizada en operación. Es decir, en los sectores eléctricos de la mayoría de los países prevalecía un modelo monopólico del estado (Montero y Rudnick, 2002). El manejo global de los sistemas, la fijación de tarifas y las decisiones de inversión estaban sujetos al control central del estado. Las necesidades de financiamiento, mayor eficiencia y competitividad hicieron que los estados comenzaran a retirarse del sector eléctrico y ejercieran un papel de regulación y control sobre el mercado.

Hunt y Shuttleworth (1996) proponen la matriz que puede observarse en la figura 5, en la que cualquier país puede situar su sector eléctrico. Allí se ve, por ejemplo, cómo Estados Unidos ha permanecido con administración privada pero cambió su estructura en 1978, cuando se introdujo al mercado la competencia entre generadores; luego, con el Energy Policy Act de 1992, la industria se movió hacia la competencia mayorista; finalmente hubo señales de moverse hacia una competencia minorista en el futuro. En Francia, por su parte, los sectores han

TABLA 4
INDICADOR DE REFORMA ENERGÉTICA POR REGIÓN, 1998

REGIÓN	PODER	PETRÓLEO Y GAS	GAS	AGUAS ABAJO	PETRÓLEO AGUAS ARRIBA (REFINACIÓN)	PETRÓLEO AGUAS ABAJO (POR MAYOR Y POR MENOR)	PROMEDIO
Asia del este y el Pacífico	41	47	38	58	21	41	
Europa y Asia central	45	44	36	45	45	43	
Latinoamérica y el Caribe	71	50	63	24	33	53	
Medio este y norte de África	17	43	11	17	27	23	
Sur de Asia	50	50	50	44	27	46	
África sub sahariana	15	59	31	24	20	32	
Todas las regiones	34	49	38	35	32	39	

TABLA 5

PAÍSES DE CADA REGIÓN QUE SIGUIERON LOS PRINCIPALES PASOS DE REFORMA EN ELECTRICIDAD

PASOS DE LA REFORMA	ASIA MEDIA Y EL PACÍFICO (9)	EUROPA Y ASIA CENTRAL (27)	LATINOAMÉRICA Y EL CARIBE (18)	ÁFRICA DEL NORTE Y MEDIO ESTE (8)	ASIA DEL SUR (5)	ÁFRICA SUB-SAHARIANA (48)
Corporativización	44	63	61	25	40	31
Leyes	33	41	78	13	40	15
Regulación	11	41	83	0	40	8
Productores independientes	78	33	83	13	100	19
Reestructuración	44	52	72	38	40	8
Generación: activos privatizados	22	37	39	13	40	4
Distribución: activos privatizados	11	30	44	13	20	4
Indicador de la reforma	41	45	71	17	50	15

Nota: los números entre paréntesis indican el número de países en cada región.

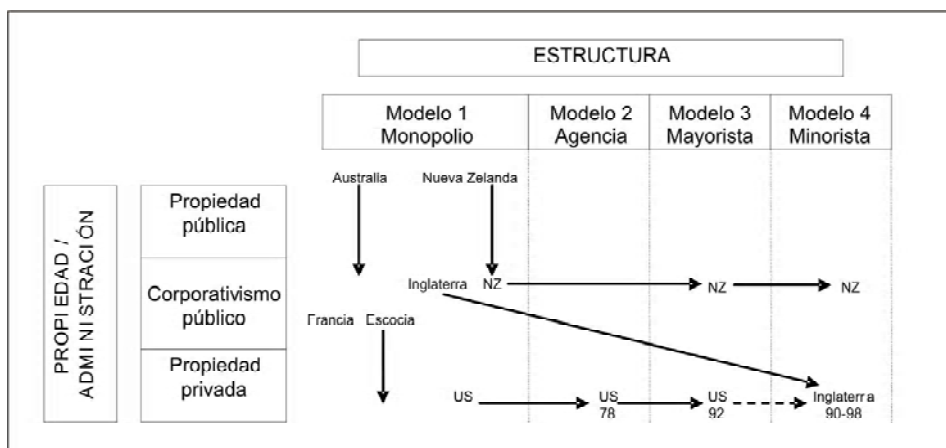
Fuente: *tablas 4 y 5*; Bacon, 1999.

permanecido en el mismo lugar, con una compañía del estado en modelo de monopolio. La mayoría de países con industrias eléctricas de propiedad del gobierno se mueven hacia el corporativismo y la comercialización, entre ellos están Australia, Corea, India, Jordania, Malasia y Nueva Zelanda (Hunt y Shuttleworth, 1996).

Actualmente, el modelo con mayor difusión en la mayoría de países se ubica en un nivel intermedio entre el de competencia mayorista y el de competencia minorista, buscándose generar un sector eléctrico cada vez más competitivo que permita a los consumidores elegir su proveedor de energía eléctrica.

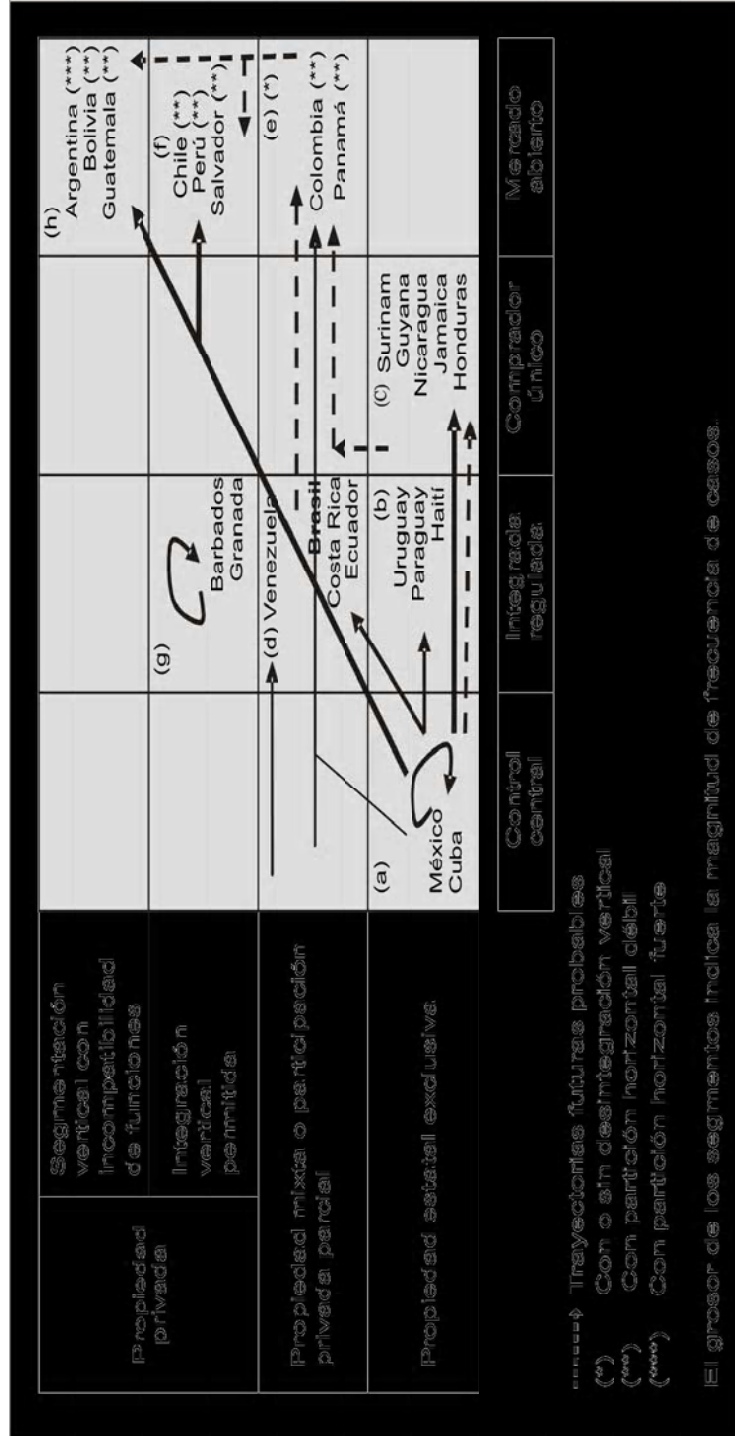
Olade, Cepal, GTZ (2003) presentan ciertos patrones característicos en las trayectorias seguidas en los sistemas eléctricos de diferentes países de Latinoamérica y el Caribe. En la figura 6 puede observarse la tendencia general de privilegiar la introducción de los mecanismos de mercado –con transferencia total o parcial de los activos al sector privado– o el mantenimiento de empresas públicas integradas –con mayor autonomía y una orientación más comercial–, con apertura a los actores privados y con nuevos enfoques reguladores. Son escasas las situaciones en las que no ha habido cambios sustantivos ni en la modalidad de coordinación ni en la propiedad de los activos (curvas en las casillas *a* y *g*).

FIGURA 5
MATRIZ ESTRUCTURA FRENTE A PROPIEDAD



Fuente: Hunt y Shuttleworth, 1996.

FIGURA 6
TRAYECTORIA DE LOS PROCESOS DE REFORMA EN LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS, 1999



Fuente: Olade, Cepal, GTZ, 2003.

En términos generales, se observa una tendencia predominante al abandono de la modalidad de control central. Desde el punto de vista de la normativa reguladora, incluso en el caso de México se establece la posibilidad del ingreso de generadores independientes, aun cuando en la práctica esa apertura parcial no es aún relevante. Sin embargo, en el futuro puede esperarse que tanto México como Cuba desplacen sus sistemas eléctricos hacia la situación *c*. Es muy probable que en varios de los países que se encuentran en esta última situación la apertura parcial implementada sea sólo un paso intermedio hacia una mayor participación privada *e*, incluso, un rol más significativo del mercado.

Considerando los marcos reguladores promulgados, Brasil, Costa Rica, Ecuador y Venezuela deberían ser ubicados en la situación *e*. Sin embargo, la transformación institucional no se ha completado y la acción del mercado es aún poco significativa. La diversidad que se indica en las casillas *e*, *f* y *h* se vincula principalmente al grado de disputa introducido por las reformas, que se expresa en términos de la concreción, o no, de una segmentación vertical estricta, de una participación horizontal más o menos marcada y de la transparencia en las transacciones (Olade, Cepal, GTZ, 2003).

En la tabla 6 se presenta la ubicación aproximada de los diferentes países de Latinoamérica en relación con el tamaño de sus mercados eléctricos y las características de los cambios institucionales y reguladores introducidos por las reformas. Como se desprende de esa tabla, la mayor parte los países con mercados eléctricos de tamaño pequeño han optado por las modalidades de coordinación de comprador único o de sistema integrado regulado, o por mantener la de control central con cambios no demasiado significativos en lo concreto, aun cuando hacia el futuro puede esperarse algún grado de apertura.

ESCENARIOS Y PROSPECTIVA

Esta sección presenta una aproximación y aplicación de una metodología de seguimiento basada en métodos prospectivos en los que se proyecta, a veinte años, el comportamiento del mercado eléctrico de los países de la región andina. La metodología consta de dos etapas: la primera es la construcción de escenarios con métodos prospectivos para obtener unos del mercado eléctrico de la CAN, que incluya información de expertos. La segunda es la elaboración de los indicadores que permiten ver hacia qué escenario se dirige el mercado en cualquier momento del periodo.

TABLA 6
REFORMAS Y TAMAÑO DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS, 1998

POTENCIA INSTALADA DE GENERACIÓN (MW)	CONTROL CENTRAL		SISTEMA INTEGRADO REGULADO		COMPRADOR ÚNICO		MERCADO ABIERTO	
	PARTE INTEGRAL DEL ESTADO	CIERTO GRADO DE AUTONOMÍA	ESTRUCTURA INTEGRADA ÚNICA	VARIAS UNIDADES EMPRESARIALES	DISTRIBUCIÓN INTEGRADA	DISTRIBUCIÓN DESINTEGRADA	INTEGRACIÓN VERTICAL PERMITIDA	SEGMENTACIÓN VERTICAL OBLIGATORIA
0-500		Haití	Barbados Granada					
500-1.000					Jamaica Honduras	Panamá**	El Salvador	Bolivia
1.001-2.000	Cuba	Uruguay		Costa Rica	T. y Tobago			Guatemala
2.000-5.000		Paraguay		Ecuador*	República Dominicana		Perú	
5.000-10.000							Chile	
10.000-20.000				Venezuela*			Colombia	Argentina
>20.000				Brasil*	México			

* De acuerdo con el enfoque plasmado en la normativa reguladora, estos países deberían ser incluidos en la modalidad de coordinación de mercado abierto.

** La introducción de los mecanismos de mercado estaba prevista para 2001.

Fuente: Olade, Cepal, GTZ, 2003.

En la construcción de los escenarios se hizo una revisión bibliográfica de los principales trabajos prospectivos de la región y el mundo. Se encontró que en América latina las herramientas prospectivas no son muy utilizadas en el sector, a excepción de Colombia.

Después de analizar las tendencias identificadas en la revisión bibliográfica con la ayuda de un grupo de expertos, se concluyó que las cinco principales tendencias que influirán en el comportamiento del mercado eléctrico de los países de la región andina son: 1) intercambios regionales de electricidad como principal tendencia; 2) crecimiento de la demanda; 3) apropiación tecnológica; 4) cambios en la legislación, regulación y políticas; y 5) protección del medio ambiente.

Con la ayuda del grupo de expertos se escogieron las dos tendencias, inciertas, con mayor impacto, que finalmente constituyeron los ejes de los escenarios. Después de amplias discusiones se llegó a que las fuerzas o tendencias importantes que diferencian los escenarios son el intercambio de electricidad regional y la tendencia a mercados.

En consecuencia el eje horizontal es de una estructura de descentralizada a una de mercados. Y el vertical de una situación de autosuficiencia a una interconexión eléctrica regional. Estos dos ejes definen cuatro cuadrantes que diferencian la historia de los escenarios, que se identifican con los siguientes nombres: La mano invisible andina; Sólo para emergencias; Cada uno en su corral; y Comando y control.

En el escenario *La mano invisible andina* las condiciones son de un mercado competitivo con alto desarrollo en sus esquemas de transacción de energía, en una región donde la globalización permite un acercamiento a la integración energética andina regional. *Sólo para emergencias* describe la imagen de una región donde la transacción de energía se hace en casos de emergencia, pero se pueden dar eventuales intercambios de energía. A diferencia de estos escenarios, los otros dos se muestran hacia un nivel de autosuficiencia energética: en el de *Comando y control* nos devolvemos a un esquema centralizado, es decir, con un decisor central; mientras que en el escenario *Cada uno en su corral* los países andinos buscan el desarrollo de los esquemas de mercado, con la ayuda de instrumentos financieros.

Finalmente se construyeron dos indicadores, con el fin de identificar en qué escenario está el mercado eléctrico de la región andina en cualquier momento del tiempo. Los indicadores están asociados a los dos ejes diferenciadores de

los escenarios; por tanto, determina uno el grado de mercado en el que se encuentra el mercado eléctrico, y el otro el nivel de interconexión eléctrica entre los países de la región.

Capítulo 2

Construcción de los sistemas de indicadores

RAÚL ANDRÉS ÁVILA • LINA MARÍA BASTIDAS • SERGIO BOTERO • ISAAC DYNER
MARIO GARCÍA MOLINA • IVÁN DARÍO HERNÁNDEZ • WAN YU MIRA
SANTIAGO MONTOYA • RICARDO SMITH QUINTERO • CARLOS ANDRÉS SUÁREZ

METODOLOGÍA SOBRE DESARROLLO EMPRESARIAL, FIRMA Y COEVOLUCIÓN EN EL MERCADO ELÉCTRICO

La metodología que se propone en este libro parte del análisis de un conjunto de indicadores descriptivos que determinan los aspectos principales de la evolución de un mercado eléctrico, con el fin de identificar cambios futuros en sus tendencias y trayectoria. De esta forma, brindan herramientas que pueden ser utilizadas luego para el seguimiento del sector eléctrico en relación con la división del trabajo y la innovación de mercados.

VARIACIÓN PORCENTUAL AGREGADA DE DIVISIÓN DEL TRABAJO EN EL MERCADO ELÉCTRICO

Este indicador se elaboró a partir de doce series históricas anuales: 1) capacidad instalada total; 2) generación de electricidad; 3) demanda de electricidad; 4) índice de aprovechamiento máximo de hidroenergía; 5) intensidad energética; 6) consumo de electricidad per cápita; 7) consumo energético per cápita; 8) oferta total de electricidad per cápita; 9) oferta total de hidroenergía per cápita; 10) precios industriales; 11) precios comerciales; y 12) precios residenciales. Todas estas series de datos abarcan desde 1970 hasta 2003-2004 y se obtuvieron de la Olade y de la Comisión de Integración Eléctrica Regional (Cier).

Para el análisis se escogió este periodo puesto que esa serie de datos continua está disponible desde 1970 para los países analizados, y porque al tomarlos de una misma fuente se eliminan problemas como la distorsión de la información, los datos inconclusos o las formas alternas de representación, entre otros.

La división del trabajo está determinada y determina la extensión del mercado. La división y especialización del trabajo genera nuevo conocimiento práctico y

tecnológico –innovaciones– para atender las necesidades de producción y consumo en el mercado eléctrico. Ciertos elementos permiten caracterizar la división del trabajo en un mercado, tales como el aumento del tamaño del sector, su especialización, grado de desarrollo y costos de transacción.

A continuación se listan las j variables necesarias de serie anual para la primera fase en la construcción del indicador de variación porcentual agregada de división del trabajo:

1. Capacidad instalada total.
2. Generación de electricidad.
3. Demanda de electricidad.
4. Índice de aprovechamiento máximo de hidroenergía.
5. Intensidad eléctrica.
6. Consumo de electricidad per cápita.
7. Consumo energético per cápita.
8. Oferta total de electricidad per cápita.
9. Oferta total de hidroenergía per cápita.
10. Precios industriales.
11. Precios comerciales.
12. Precios residenciales.

Estas variables se consiguen a través del tiempo en el mayor número t de años de manera consecutiva; es decir, que para la determinación efectiva del indicador calculan las tasas de crecimiento de las diferentes variables.

$$\hat{X} = \frac{x_{t+1} - x_t}{x_t}$$

Esta variación porcentual puede tener tanto signo positivo como signo negativo. Posteriormente, al tener los datos de variación porcentual para las diferentes j variables, se procede a obtener el dato de variación porcentual de

un año a otro de las distintas variables a través del tiempo, obteniendo la variación de las tasas promedio de crecimiento de un periodo a otro. Luego se procede a sumar los diferentes datos obtenidos para cada variable j , lo que determinará la variación porcentual agregada a través del tiempo de la variable particular:

Así obtenemos la variación porcentual agregada de la variable $j =$

$$\Delta X^j = \sum_{i=1}^n \frac{X_{t+1} - X_t}{X_t}$$

- 1 n representa el número de observaciones obtenidas y que es igual a $(t+k) - 2$.
- 2 $t+k$ representa el número de años del que se tienen datos disponibles.

Este sub indicador de variación porcentual agregada se obtiene para cada una de las doce variables necesarias en cada país analizado, datos necesarios para la construcción del indicador de variación porcentual agregada de división del trabajo en el mercado eléctrico.

Para la construcción de cada uno de los cuatro sub indicadores se seleccionaron diferentes variables que caracterizan el aumento del tamaño del sector, un mayor grado de especialización, el nivel de evolución en el desarrollo del sector y los costos de transacción, mediante variables propias del mercado eléctrico, características propias de la división del trabajo; los cuatro subgrupos en los que se pueden captar estas tendencias logran aproximar el grado de división de trabajo por medio de la variación porcentual agregada, y determinan una forma de hacer seguimiento a mercados eléctricos que establece la tendencia hacia donde se mueve el mercado.

Aumento del tamaño del sector

Este primer sub ítem caracteriza a través del tiempo el grado de expansión promedio con que ha venido midiéndose el sector eléctrico en un país; se tienen en cuenta la variación porcentual agregada de los siguientes ítems (véase la tabla 1), determinados con anterioridad:

- A) Capacidad instalada total.
- B) Generación de electricidad.
- C) Demanda de electricidad.

TABLA 1

VARIACIÓN PORCENTUAL AGREGADA DEL AUMENTO DEL TAMAÑO DEL SECTOR

ÍTEM	VALOR OBTENIDO EN EL PAÍS X
Capacidad instalada total	Valor a
Generación de electricidad	Valor b
Demanda de electricidad	Valor c

Fuente: elaboración propia.

Variación porcentual agregada del aumento del tamaño del sector (VPAATS)

$$VPAATS = \sum_{i=1}^n ((a+b+c)/3)$$

Donde: a , b y c representan los valores obtenidos de la variación porcentual agregada para cada indicador en el país. El valor obtenido da una participación de 25% del valor absoluto del indicador de variación porcentual agregada de división del trabajo.

Especialización

Este segundo sub ítem caracteriza a través del tiempo el grado de tecnificación que ha venido desarrollándose en el sector eléctrico en un país; se tienen en cuenta las variaciones porcentuales agregadas (véase la tabla 2) de los siguientes ítems:

- A) Índice de aprovechamiento máximo de hidroenergía.
- B) Intensidad eléctrica.

TABLA 2
VARIACIÓN PORCENTUAL AGREGADA DE LA ESPECIALIZACIÓN

ÍTEM	VALOR OBTENIDO EN EL PAÍS X
Índice de aprovechamiento máximo de hidroenergía	Valor d
Intensidad eléctrica	Valor e

Fuente: elaboración propia.

Variación porcentual agregada de la especialización (VPAE)

$$VPAE = \sum_{i=1}^n ((d + e) / 2)$$

Donde: d y e representan los valores obtenidos de la variación porcentual agregada para cada indicador en el país. El valor obtenido da una participación de 25% del valor absoluto del indicador de variación porcentual agregada de división del trabajo.

Grado de desarrollo del sector

Permite caracterizar a través del tiempo el nivel de desempeño y progreso que ha venido desplegándose en el sector eléctrico en un país; se tienen en cuenta los niveles de consumo energético y de electricidad per cápita, así como la oferta total de electricidad y de hidroelectricidad per cápita, teniendo en cuenta las variaciones porcentuales de las cuatro variables citadas (véase la tabla 3):

- A) Consumo de electricidad per cápita.
- B) Consumo energético per cápita.
- C) Oferta total de electricidad per cápita.
- D) Oferta total de hidroenergía per cápita.

TABLA 3

VARIACIÓN PORCENTUAL AGREGADA DEL GRADO DE DESARROLLO DEL SECTOR

ÍTEM	VALOR OBTENIDO EN EL PAÍS X
Consumo de electricidad per cápita	Valor f
Consumo energético per cápita	Valor g
Oferta total de electricidad per cápita	Valor h
Oferta total de hidroenergía per cápita	Valor i

Fuente: elaboración propia.

Variación porcentual agregada del grado de desarrollo del sector (VPAGDS)

$$VPAGDS = \sum_{i=1}^n ((f + g + h + i) / 4)$$

Donde: f , g , h e i representan los valores obtenidos de la aceleración para cada indicador en el país. El valor obtenido nos da una participación de 25% del valor absoluto del indicador de variación porcentual agregada de división del trabajo.

COSTOS DE TRANSACCIÓN

El cuarto sub ítem caracteriza a través del tiempo el nivel de precios de los diferentes eslabones del sector eléctrico en un país; estas variaciones nos aproximan la variación que han tenido los precios como costos de transacción que representan un mayor o menor cambio en el volumen de las transacciones, lo que se refleja en el mayor o menor grado de desarrollo en el sector. Se tienen en cuenta el nivel de precios industrial, comercial y residencial, considerando las variaciones porcentuales de las tres variables citadas (véase la tabla 4):

- A) Precios industriales.
- B) Precios comerciales.
- C) Precios residenciales.

TABLA 4
VARIACIÓN PORCENTUAL AGREGADA DE COSTOS DE TRANSACCIÓN

ÍTEM	VALOR OBTENIDO EN EL PAÍS X
Precios industriales	Valor j
Precios comerciales	Valor k
Precios residenciales	Valor l

Fuente: elaboración propia.

La variación porcentual agregada de costos de transacción (VPACT) es el promedio simple de los precios:

$$VPACT = \sum_{i=1}^n ((j+k+l)/3)$$

Donde: j , k y l representan los valores obtenidos de la velocidad de aceleración para cada indicador en el país. El valor obtenido nos da una participación de 25% del valor absoluto del indicador de variación porcentual agregada de división del trabajo.

INDICADOR

Al obtener los valores agregados de los cuatro sub indicadores: VPAATS, VPAE, VPAGDS y VPACT, procedemos a determinar el indicador de variación porcentual agregada de la división del trabajo en el mercado eléctrico (VPADT) para un país a través del tiempo:

VPADT (variación porcentual agregada de la división del trabajo)

$$= \sum_{i=1}^n ((VPPATS + VPPE + VPPGDS + VPPCT) / 4)$$

El valor VPPDT determinado para cada país puede ser un porcentaje positivo o negativo; este es el indicador que representa el grado de variación porcentual agregada de la división del trabajo en el mercado eléctrico a través de los años analizados. Para interpretarlo se analiza dentro de la escala que se muestra en la tabla 5.

TABLA 5

INTERPRETACIÓN DEL VALOR DE VARIACIÓN PORCENTUAL DE DIVISIÓN DEL TRABAJO

RANGO DE VALOR	ÍNDICE	CARACTERÍSTICA VARIACIÓN PORCENTUAL AGREGADA DE LA DIVISIÓN DEL TRABAJO EN EL MERCADO ELÉCTRICO
>50%	1	Muy alta aceleración de la división del trabajo
10,1% a 50%	0,75	Alta aceleración de la división del trabajo
5,1% a 10%	0,5	Aceleración media de la división del trabajo
0,1% a 5%	0,25	Aceleración leve de la división del trabajo
0	0	Estancamiento en el desarrollo de la división del trabajo
< -50%	-0,25	Desaceleración leve de la división del trabajo
-5,1% a -10%	-0,50	Desaceleración media de la división del trabajo
-10,1% a -50%	-0,75	Alta desaceleración de la división del trabajo
< -50%	-1	Muy alta desaceleración de la división del trabajo

Fuente: elaboración propia.

TENDENCIA DE INNOVACIÓN EN LOS MERCADOS ELÉCTRICOS

Como se dijo, en la bibliografía económica las innovaciones se definen como el conjunto de actividades que llevan a introducir por primera vez en el mercado, con éxito –en determinado periodo de tiempo y lugar– una idea en forma de nuevos o mejores productos, servicios o técnicas de gestión y organización.

Se hizo un estudio histórico, que incluyó desde el inicio del sector eléctrico en cada uno de los países analizados hasta los primeros años del siglo veintiuno, con el fin de incorporar el mayor número de innovaciones. Los periodos están determinados por cortes en años en los que se presentan cambios estructurales en el mercado, producto de la regulación en especial y clasificados para cada país.

INFORMACIÓN

La búsqueda de los diferentes tipos de innovaciones se determina mediante el barrido histórico del mercado eléctrico en el país por analizar; para ello se puede apoyar en anales históricos del sector, libros, revistas generales y especializadas, artículos periodísticos, documentos de internet, consulta a expertos en la materia, a las compañías del sector e historiadores. En el capítulo anterior se expuso

cómo se determinan y clasifican las innovaciones encontradas en el sector; con el fin de recordarlas, se listan a continuación:

- 1) Innovaciones tecnológicas.
- 2) Innovaciones organizativas.
- 3) Innovaciones financieras.
- 4) Innovaciones de mercado.

CLASIFICACIÓN DE LAS INNOVACIONES POR TIPO Y POR ÉPOCA DE DESARROLLO

Después de recolectar las diferentes innovaciones encontradas en el país j , se ubican en diferentes periodos de estudio, determinados por *cortes en años en los que hubo cambios estructurales en el mercado*, cambios estructurales que por lo general ocurren en periodos de más de diez años, o de veinte a treinta años. Los periodos de corte se caracterizan por cambios fuertes en la regulación, cambios bastante significativos en el uso de una tecnología en particular o variaciones importantes en las formas de financiamiento del mercado eléctrico.

El siguiente paso es clasificar las diferentes innovaciones tanto por tipo de innovación como por periodo en el cual se desarrolló, para lo cual nos apoyamos en la matriz que se presenta en la tabla 6.

TABLA 6
NÚMERO DE INNOVACIONES EN EL SECTOR ELÉCTRICO DEL PAÍS J

TIPO DE INNOVACIÓN	PERIODO A	PERIODO B	PERIODO C	PERIODO D
Tecnológicas	a	e	i	m
Organizativas	b	f	j	n
Financieras	c	g	k	o
De mercado	d	h	l	p
Innovaciones totales por periodo	(a+b+c+d)	(e+f+g+h)	(i+j+k+l)	(m+n+o+p)

Fuente: elaboración propia.

Donde cada periodo t , para nuestro caso de ejemplo (A, B, C, D) representa una fase de años del ciclo de desarrollo del sector eléctrico.

Luego se determina la participación porcentual de cada tipo de innovación por periodo de tiempo para el país j (véase la tabla 7).

Al tener los porcentuales de cada innovación en cada periodo, es posible mirar cuál ha tenido más peso a través de las fases de análisis, lo que puede dar una guía para determinar cuál es la tendencia del sector eléctrico. Se utiliza el agregado que han tenido las diferentes innovaciones a través de los periodos de tiempo (véase la tabla 8).

Al sacar los valores analizados se determina(n), en promedio, qué innovación(es) ha(n) jalonado más a través del tiempo al mercado eléctrico. La(s) que tenga(n) mayor participación porcentual será(n) las innovaciones jalonadoras, que se clasificarán de acuerdo con la tabla 9.

Este análisis va acompañado, por una serie de gráficos que retroalimentan la interpretación de los indicadores.

TABLA 7
PORCENTAJE DE INNOVACIONES EN EL SECTOR DEL PAÍS J

INNOVACIÓN	PERIODO A	PERIODO B	PERIODO C	PERIODO D
Tecnológicas	$a/(a+b+c+d)$ <i>ITA</i>	$e/(e+f+g+h)$ <i>ITB</i>	$i/(i+j+k+l)$ <i>ITC</i>	$m/(m+n+o+p)$ <i>ITD</i>
Organizativas	$b/(a+b+c+d)$ <i>IOA</i>	$f/(e+f+g+h)$ <i>IOB</i>	$j/(i+j+k+l)$ <i>IOC</i>	$n/(m+n+o+p)$ <i>IOD</i>
Financieras	$c/(a+b+c+d)$ <i>IFA</i>	$g/(e+f+g+h)$ <i>IFB</i>	$k/(i+j+k+l)$ <i>IFC</i>	$o/(m+n+o+p)$ <i>IFD</i>
De mercado	$d/(a+b+c+d)$ <i>IMA</i>	$h/(e+f+g+h)$ <i>IMB</i>	$l/(i+j+k+l)$ <i>IMC</i>	$p/(m+n+o+p)$ <i>IMD</i>

Fuente: elaboración propia.

TABLA 8
PARTICIPACIÓN PORCENTUAL DE LAS DIFERENTES INNOVACIONES A TRAVÉS DEL TIEMPO

INNOVACIÓN	PARTICIPACIÓN A TRAVÉS DEL TIEMPO
Tecnológica	$(ITA + ITB + ITC + ITD) / t$
Organizativa	$(IOA + IOB + IOC + IOD) / t$
Financiera	$(IFA + IFB + IFC + IFD) / t$
De mercado	$(IMA + IMB + IMC + IMD) / t$

Fuente: elaboración propia.

TABLA 9
INNOVACIÓN JALONADORA A TRAVÉS DEL TIEMPO PARA EL PAÍS *J*

ÍNDICE	INNOVACIÓN JALONADORA
0	Poco grado de innovación, no prepondera ninguna en especial
0,20	Innovaciones organizativas
0,40	Innovaciones de mercado
0,60	Innovaciones financieras
0,80	Innovaciones tecnológicas
1	Alto grado de innovación, jalonado en especial por dos tipos. (Variación de la participación porcentual no mayor a 2% entre una y otra)

Fuente: elaboración propia.

METODOLOGÍA SOBRE ORGANIZACIÓN INDUSTRIAL DEL SECTOR ELÉCTRICO

Desde hace dos décadas, el paradigma del manejo de las políticas públicas en los países en vías de desarrollo cambió. En el nuevo esquema, la competencia privada es el mecanismo de asignación de recursos. El sector eléctrico no ha sido ajeno a estas transformaciones, y las reformas se han dirigido a regular las actividades de transporte consideradas monopolios naturales y a propender a un alto grado de competencia en las actividades de generación y comercialización, en las que se piensa no hay economías de escala considerables y en las que, por tanto, los resultados de la libre competencia arrojan resultados eficientes socialmente. En Latinoamérica, la industria se dividió en las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización, y los activos de las empresas del estado se privatizaron.

Estas reformas se basan en resultados de la teoría microeconómica que sugieren que bajo ciertas condiciones, entre ellas la competencia perfecta –entendida como un sistema en el que los agentes son tomadores de precios–, el mecanismo de información de precios lleva a empresas y consumidores a un estado de equilibrio que cumple con los teoremas de la economía del bienestar. Sin embargo, la teoría microeconómica de la organización industrial ha demostrado ampliamente también que, cuando los agentes tienen poder de mercado, entendido como su capacidad para influenciar el precio de una mercancía en un mercado particular, obtienen rentas oligopólicas en un equilibrio que se aparta del óptimo de Pareto.

Dado lo anterior, es vital contar con herramientas metodológicas adecuadas, que permitan a los hacedores de política y a las autoridades del sector diagnosticar el nivel de competencia logrado por un sector eléctrico y de las estrategias que adoptan los agentes cuando poseen poder de mercado.

Las medidas de concentración tradicionales surgidas de la teoría económica son el índice Herfindahl-Hirschman y el índice C4. El primero determina el nivel de concentración de la industria a partir de la capacidad de producción de cada una de las empresas que la conforman. Se entiende que una industria es competitiva si el índice Herfindahl-Hirschman es inferior a 1.000, un oligopolio moderado si se encuentra entre 1.000 y 1.800, uno concentrado si está por encima de 1.800 y un monopolio si toma valores cercanos a 10.000. Otra interpretación del índice Herfindahl-Hirschman es la del número equivalente, que se obtiene como el cociente de 10.000 entre el índice HH. Se puede interpretar que la industria está tan concentrada como si existieran el número equivalente de empresas iguales en la industria. El índice C4 es, simplemente, la proporción de la propiedad que está en manos de las cuatro empresas más grandes.

En general, estos indicadores no son capaces de determinar las estrategias que adoptan los generadores para ejercer poder de mercado. Estudios como los de Kemplerer y Meyer muestran que, bajo incertidumbre de su demanda residual, los generadores no toman decisiones ajustadas a un modelo de Cournot ni tampoco con los resultados del modelo de Bertrand. Al parecer, bajo ciertas condiciones de demanda escogen usar una estrategia de cantidades y en otras basan sus estrategias en precios, dependiendo de la elasticidad de la demanda residual que enfrentan y la concavidad de función de costos.

Estos índices de concentración tampoco distinguen si existe una empresa líder en el mercado capaz de poner los precios de mercado. El modelo de oligopolio de Stackelberg muestra que es posible que las interacciones entre los agentes que tienen poder de mercado en una industria sean distintas cuando la cantidad de agentes con una capacidad instalada de similar tamaño es reducida, a cuando existe una empresa líder con una proporción de la capacidad bastante superior a la de sus competidores.

Además, existen particularidades del sector eléctrico que se deben tener en cuenta al considerar las distintas medidas de concentración como señales de poder de mercado.

- * *Inelasticidad de la demanda de electricidad.* Las tabulaciones del índice de Herfindahl-Hirshman se realizan considerando modelos de oligopolio de Cournot, en el que la elasticidad de la demanda es cercana a uno. En el mercado eléctrico, la elasticidad de la demanda se acerca dramáticamente a cero, lo que implica que se requieran índices de concentración mucho menores para considerar a la industria como un ambiente competitivo.
- * *Demanda en las horas pico.* Pueden existir generadores que pueden poner el precio a partir de determinado nivel de demanda máxima. La medida de este tipo de poder de mercado podría plantearse como la capacidad instalada de la empresa en cuestión sobre la franja de potencia del sistema interconectado. Sin embargo, este indicador tiene el problema de que la franja de potencia es una variable que depende íntimamente del nivel de actividad económica, mientras que la capacidad instalada es completamente insensible a recesiones económicas de corto plazo. Un aumento en la franja de potencia ocasionado por la disminución en la demanda máxima que resulta de una recesión haría que el indicador tomara valores más pequeños, que no son el resultado de la disminución en la capacidad que posee la empresa en cuestión. Por tanto, antes de sacar conclusiones de la aplicación de un indicador de este tipo, es importante determinar las causas de los cambios en la franja de potencia.
- * *Integración vertical.* La integración vertical entre empresas de generación y de transporte de energía puede ser una fuente de poder de mercado en la medida en que la empresa incumbente puede privilegiar el transporte de su energía por encima del de sus competidores. Desde luego, las posibilidades de ejercer poder de mercado se incrementan cuando el operador no es independiente de las empresas de producción de energía. Al respecto, la tendencia internacional de la regulación en los países que buscan liberalizar sus mercados eléctricos ha sido no permitir la integración vertical entre generadores y transportadores de electricidad, y a que el operador sea independiente de la cadena productiva.
- * *Las restricciones de la red de transmisión.* En el mercado eléctrico es necesario considerar las condiciones de la red de transmisión al tratar de establecer el poder de mercado de un generador particular. Puede darse la situación de que un generador con una capacidad bastante modesta logre amasar poder de mercado si sus competidores se ven impedidos de participar en el mercado

por las restricciones de la red. Estas empresas pueden optar por ofrecer su producción a precios bastante altos, sacrificando su despacho en el mercado *spot* cuando la red de transmisión funciona sin congestiones, pero obteniendo unas ganancias bastante altas cuando la red sufra algún tipo de congestión. Un buen indicador para reportar esta forma de ejercer podría ser la proporción de energía generada por restricciones. Sin embargo, en los países de la Comunidad Andina de Naciones este dato no es fácil de encontrar discriminado por empresa, lo que hace difícil su implementación en un sistema general de seguimiento a mercados eléctricos.

- * *Funcionamiento de la bolsa de energía.* El funcionamiento de mercados *spot* propicia la existencia de arbitraje, por lo que cuando existe una estructura de este tipo los agentes con poder de mercado no pueden discriminar precios. A la vez, la existencia de un mercado *spot* descentralizado, en el que los agentes hacen sus ofertas de manera descentralizada y de forma confidencial, evita que busquen lograr soluciones cooperativas en las cuales por medio de una coalición algunos generadores extraen rentas, bloqueando la solución óptima de equilibrio de mercado competitivo.

Sin embargo, también es importante la existencia de contratos de energía a largo plazo por fuera del mercado *spot*, ya que mediante este mecanismo los agentes logran disminuir su riesgo precio de mercado, suavizando su flujo de ingresos, a la vez que les dificulta ejercer poder de mercado ante coyunturas de corto plazo. Otros mecanismos financieros para cubrimiento de riesgo que a la vez estimulan la aparición de arbitraje en el mercado son los contratos de futuros y de opciones. No obstante, en las autoridades reguladoras existe el temor de implantar este tipo de reformas, dado que las experiencias internacionales para corroborar sus resultados en el mercado eléctrico son bastante escasas.

ÍNDICE DE LA CAPACIDAD DE EJERCER PODER DE MERCADO EN LA ACTIVIDAD DE GENERACIÓN

El indicador aplicable a la actividad de generación intenta determinar si en un mercado eléctrico particular se cumplen las condiciones propicias para que esa actividad, entregada a las fuerzas de la libre competencia, lleve a resultados deseables en términos de eficiencia económica. Las condiciones consideradas son:

- * Que ningún agente pueda influir sobre el precio de mercado actuando independientemente. Esta condición está íntimamente relacionada con el poder de mercado que pueden amasar algunas empresas cuando la industria eléctrica está muy concentrada o cuando alguna de las empresas generadoras está en capacidad de ejercer poder de monopolio en los momentos de demanda máxima.
- * Que los agentes generadores no logren discriminar al resto de participantes del mercado aprovechando su nivel de integración vertical.

Para evaluar la primera de estas características se consideran dos indicadores. El primero es una medida de concentración tradicional: el índice de concentración de Herfindahl-Hirshman. El segundo trata de determinar el grado de monopolio que puede lograr una firma determinada en los momentos de máxima demanda y se basa en el concepto de franja de potencia.

El índice Herfindahl-Hirshman determina el nivel de concentración de la industria a partir de la capacidad de producción de cada una de las empresas que la conforman. Para el caso de la industria eléctrica, la variable necesaria para construirlo es la capacidad de generación instalada por cada una de las empresas. Este índice se define de la siguiente manera:

$$HHI = \sum_{i=1}^N (L_i)^2$$

Donde N es el número total de empresas que participan en el mercado y L_i es el porcentaje de la participación de la empresa i en el mercado total.

De manera que para hallar el índice Herfindahl-Hirshman se deben seguir los siguientes pasos:

1. Hallar el porcentaje de participación en el parque de generación correspondiente a cada empresa que participa en el mercado. En el sector de generación, la participación de cada empresa en el mercado de un sistema interconectado en particular se determina como:

$$L_i = \frac{C_i}{\sum_{j=1}^N C_j} \times 100\%$$

Donde C_i es la capacidad instalada de la empresa i , C_j la capacidad instalada de la empresa j y N el número de empresas de la industria.

2. Encontrar el cuadrado de la participación de cada empresa.
3. Hallar la suma de los cuadrados de la participación de las empresas existentes en la industria.

De aquí que el índice HHI para el sistema interconectado k sea:

$$HHI_k = \sum_{i=1}^N (L_i)^2$$

El indicador elaborado para medir si existen firmas con poder de monopolio en los momentos de máxima demanda se construye a partir del concepto de franja de potencia, que se define como la diferencia entre la disponibilidad de generación promedio anual y la demanda máxima promedio anual. Cuando una sola empresa posee una capacidad mayor que la franja de potencia, puede ejercer poder de monopolio en los momentos de máxima demanda de potencia.

El indicador para valorar esta forma de obtener poder de mercado se construye de la siguiente manera:

1. Se calcula la proporción entre la capacidad instalada de la empresa más grande del sistema interconectado y la franja de potencia:

$$Cf_i = \frac{C_i}{De\ max - Disprom} = \frac{C_i}{FP}$$

Donde C_i es la capacidad de la empresa i y FP es la franja de potencia del sistema interconectado.

2. Se construye la siguiente función binaria para la empresa con mayor cantidad de capacidad:

$$Z_i : R_+ \rightarrow \{0,1\}, Z_i = 1 \text{ si } Cf_i < -1, Z_i = 1 \text{ si } Cf_i \geq -1$$

Es decir que Z_i toma un valor de 1 si el negativo de la franja de potencia es menor que la capacidad instalada de la empresa más grande. Cuando esto ocu-

re, si la empresa más grande deja de ser despachada, la disponibilidad no es suficiente para atender la demanda máxima, lo que significa que en esos momentos tiene poder de monopolio. Z_1 toma un valor de 0 cuando el negativo de la franja de potencia es menor a la capacidad de la empresa más grande. El indicador se define como:

$$I_{max} = Z_1$$

Por otra parte, otra de las condiciones necesarias mencionadas para que el sector de generación logre resultados deseables en términos de eficiencia por efecto de la competencia, es que no exista la posibilidad para algunos agentes de tener comportamientos discriminatorios con sus competidores mediante la integración vertical con las empresas encargadas del transporte. Como indicador de este nivel de integración se sugiere la porción de la capacidad cuyas empresas propietarias están integradas con alguna de las empresas de transporte.

$$INT = \frac{CIT}{CT}$$

Donde CIT es la capacidad poseída por empresas que están integradas con empresas de transporte de electricidad, y CT es la capacidad total del sistema.

Sin embargo, ante la dificultad que puede representar establecer estos valores, como indicador suplementario se propone una variable binaria que toma el valor de 1 si la legislación permite la integración vertical entre empresas generadoras y empresas de transporte, y toma un valor de 0 si la legislación prohíbe dicho tipo de integración. Es decir que $INT=1$, cuando se permite integración entre generación y transporte, e $INT=0$ de otro modo.

El *índice de la capacidad de ejercer poder de mercado en la actividad de generación* en general se determina como una ponderación de todos los aspectos considerados en los indicadores expuestos antes. Dicho índice se define como:

$$IXG = \alpha \left(1 - \frac{HHI - G}{10.000} \right) + \beta (1 - I_{max}) + \gamma (1 - INT)$$

Donde:

$$\alpha, \beta, \gamma \geq 0 \text{ y } \alpha + \beta + \gamma = 1.$$

Cuando este índice toma el valor de 1 indica que no existe poder de mercado alguno en la actividad de generación, mientras que si toma un valor de 0 indica que no existe competencia alguna en la actividad de generación. Una propuesta preliminar para estas ponderaciones es:

$$IXG = 0,5 \left(1 - \frac{HHI - G}{10000} \right) + 0,25(1 - Imax) + 0,25(1 - INT)$$

Estas ponderaciones pueden modificarse según el cambio en distintas facetas como la regulación y el entorno institucional, las políticas energéticas nacionales y transnacionales, la tecnología disponible y el grado de desarrollo de las sociedades. Es importante mencionar que el grado de información que puede dar este indicador acerca de los sistemas de incentivos cuando la tipología del sector eléctrico es de monopolio es bastante reducido. Por tanto, bajo el modelo de monopolio el comportamiento de la actividad de generación debe evaluarse analizando primordialmente su marco regulador.

La tabla 10 resume las variables que se tuvieron en cuenta para la elaboración del indicador y las ponderaciones asignadas a cada una de ellas.

TABLA 10

VARIABLES DEL ÍNDICE DE LA CAPACIDAD DE EJERCER PODER DE MERCADO
EN LA ACTIVIDAD DE GENERACIÓN

VARIABLE	IMAX	1 - INT	1-HHI_G/10.000	VALOR ÍNDICE
Ponderación	0,5	0,25	0,25	
Ejemplo	1	1	0,75	0,625

Fuente: elaboración propia.

ÍNDICE DE LAS CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA DE TRANSPORTE Y LAS FORMAS DE TRANSACCIÓN

Las características del sistema de transporte y las formas en que se intercambia la electricidad en el mercado son dos elementos determinantes para lograr un sistema de incentivos adecuado, en el que la competencia libre arroje resultados convenientes en términos de eficiencia y bienestar para los clientes de la industria eléctrica. En este estudio se ha concluido que las siguientes son las condiciones necesarias para que el sistema de transporte y las formas de transacción sean adecuadas:

- * Que ningún agente tenga la posibilidad de discriminar precios.
- * Imposibilidad de incurrir en comportamientos cooperativos.
- * Posibilidad de diversificar el riesgo en el mercado a partir del principio de solidaridad.

Las dos primeras condiciones se logran con mayor facilidad cuando entre las formas de transar energía existe una bolsa. Cuando la bolsa es un escenario dinámico donde los agentes económicos del sector eléctrico participan masivamente, existe arbitraje y, por tanto, los agentes no pueden discriminar precios. Por otra parte, la existencia de una bolsa de energía desestimula la conformación de carteles u otro tipo de comportamiento cooperativo que permita a una pequeña cantidad de agentes obtener rentas monopólicas.

De igual manera, para que la inclusión de una bolsa de energía en un mercado eléctrico sea eficaz en el objetivo de estimular la competencia transparente, el sistema de transporte no puede ser un instrumento mediante el cual algunos agentes logren excluir del mercado a sus competidores. Debe conformarse una organización de la red de transporte en la que no sea posible discriminar a ningún agente que esté interesado en entrar.

Por último, la existencia de una bolsa de electricidad permite propiciar distintos mecanismos financieros por medio de los cuales los agentes participantes puedan diversificar sus riesgos.

De acuerdo con estos criterios se construye un indicador general de las condiciones que proporciona la red de transporte y las formas de transacción de la energía para el correcto funcionamiento del sistema de incentivos. Este indicador

se elabora como una suma ponderada de distintas señales sobre los criterios mencionados antes, que deben cumplir tanto la bolsa de energía como las redes de transporte.

1. Como señal de la existencia de una bolsa de energía se propone un indicador de tipo binario que tome un valor de 1 cuando exista este tipo de mercado y 0 de otra manera.

$MD=1$ si existe bolsa de energía; $MD=0$ si no existe bolsa de energía.

2. Como indicador del grado de participación de los agentes en la bolsa se propone la porción de la energía transada en bolsa.

$$PTB = \frac{ETB}{TTC}$$

Donde ETB es la energía transada en bolsa y TTC es el total de energía transada en el sistema.

3. Por otra parte, la inexistencia de libre acceso a las redes para todos los agentes participantes daría al traste con cualquier esfuerzo por construir un mercado eléctrico competitivo. El indicador de este hecho es una función binaria que toma el valor de 1 si existe libre acceso a las redes y el de 0 cuando el acceso a estas es restringido.

$LA: \{\text{restringido, libre}\} \rightarrow \{0,1\}$, $LA=0$, si el acceso a las redes de transporte es restringido; $LA=1$, si es libre.

4. Además, se debe considerar también la imparcialidad e independencia del operador del mercado eléctrico del resto de la cadena productiva; para esto se considera un indicador que toma el valor de 1 si el operador del mercado es independiente del resto de la cadena y el de 0 si el operador está relacionado empresarialmente con algún sector de la cadena productiva.

$IND: \{\text{Independiente, relacionado}\} \rightarrow \{0,1\}$, $IND=1$ si el operador del mercado es independiente; $IND=0$ de otra forma.

5. Como señal de las oportunidades que tienen los agentes de diversificar el riesgo en el mercado se construye un indicador que depende de la cantidad de instrumentos financieros con los que cuenta el mercado eléctrico para

hacer sus transacciones. Se evalúa la existencia de 4 instrumentos de transacción básicos:

- * Si existen contratos en bolsa $d1=1$; de otra forma $d1=0$.
- * Si hay contratos de largo plazo $d2=1$; de otra forma $d2=0$.
- * Si existen contratos de opciones $d3=1$; de otra forma $d3=0$
- * Si hay contratos de futuros $d4=1$; de otra forma $d4=0$

El indicador general de la capacidad de los agentes para diversificar su riesgo se define como:

$$DR = \frac{1}{4} \sum_{i=1}^4 d_i$$

Cuando este indicador toma un valor de cero significa que los agentes no cuentan con instrumentos para transar. Por otra parte, cuando toma un valor de 1 los agentes tienen variedad en los instrumentos con los que transan y, por tanto, pueden diversificar su riesgo.

El indicador general de la pertinencia para la competitividad de la bolsa y las redes se construye como una ponderación de los indicadores considerados anteriormente:

$$IGCB = \alpha PTB + \beta MD + \chi LA + \delta IND + \phi DR$$

Donde, $\alpha, \beta, \chi, \delta, \phi \geq 0$, y $\alpha + \beta + \chi + \delta + \phi = 1$

Una ponderación que se propone para este indicador es:

$$IGCB = 0,25PTB + 0,2MD + 0,2LA + 0,2IND + 0,15DR$$

La tabla 11 expone las variables consideradas para la construcción del índice de las condiciones de transporte y formas de transacción de la electricidad y las ponderaciones respectivas asignadas.

TABLA 11
VARIABLES PARA EL ÍNDICE DE LAS CONDICIONES DE TRANSPORTE
Y FORMAS DE TRANSACCIÓN DE LA ELECTRICIDAD

VARIABLE	PTB	MD	LA	IND	DR	VALOR ÍNDICE
Ponderación	0,25	0,2	0,2	0,2	0,15	
Ejemplo	1	1	1	0	0,5	0,725

Fuente: elaboración propia.

Al igual que el indicador de generación, las ponderaciones de cada aspecto de la bolsa de energía pueden cambiar dependiendo de factores externos que pueden tener fuerte incidencia en la evolución del mercado eléctrico. Es necesario advertir de nuevo que estos indicadores no tienen un buen poder explicativo cuando la industria eléctrica está organizada bajo las tipologías de monopolio y agencia de compra, dado que en ellas no existe bolsa de energía. Por tanto, el diagnóstico sobre el buen manejo de las redes en sectores bajo las tipologías mencionadas debe hacerse a partir del análisis del marco regulador. En estos casos, el indicador señala la cantidad de reformas que faltan por ser implementadas para desarrollar un mercado mayorista exitoso.

ÍNDICE DE CONDICIONES DE LA CONCENTRACIÓN MINORISTA Y DE ELECCIÓN POR PARTE DEL CONSUMIDOR FINAL

Este último índice pretende medir el grado en que los consumidores finales participan en las interacciones del mercado. La competencia en la actividad minorista incentiva a las empresas a responder a las señales de precios reveladas por las decisiones de consumo de los consumidores.

Para calificar cuantitativamente el grado de competencia en la actividad minorista se han tenido en cuenta los siguientes aspectos:

- * La capacidad de los consumidores finales de incidir en las señales de precios por medio de sus decisiones de consumo.
- * La concentración de la producción de servicios de comercialización de energía.

Con respecto al primer aspecto, se consideran dos señales:

1. La primera trata de capturar el hecho de que entre mayor sea la proporción de agentes que tienen voto en el mercado mayor será la respuesta de las señales de precios a sus decisiones. Este indicador es la porción de la demanda representada por agentes no regulados en el mercado:

$$CNR = \frac{DCNR}{DT}$$

Donde DCNR es la demanda de los clientes no regulados, y DT es la demanda total del sistema interconectado.

2. La segunda señal complementa la anterior y trata de capturar el papel que tienen los hogares dentro del consumo de energía. El indicador es de tipo binario y toma el valor de 0 si los hogares no tienen la opción de escoger la empresa prestadora del servicio de electricidad mientras que si los hogares tienen esta oportunidad toma el de 1:

CH = 1 si los hogares tienen la opción de escoger la empresa prestadora del servicio; CH=0 en el otro caso.

3. Para cuantificar el aspecto de la concentración del poder de mercado se intentará construir el índice de Herfindalh-Hirshmann para la actividad de comercialización o, en caso de que no exista dicha figura, para la actividad de distribución. Este ejercicio tiene el objetivo de determinar el grado de concentración en las actividades minoristas.

El índice general de competencia en la comercialización minorista se construye como una ponderación de las señales expuestas antes:

$$IXC = \alpha \left(1 - \frac{HHI - R}{10.000} \right) + \beta [CNR] + \delta (CH)$$

Donde:

$$\alpha, \beta, \delta, \geq 0 \text{ y } \alpha + \beta + \delta = 1,$$

Una ponderación que se propone para este indicador es:

$$IXC = 0,45 \left(1 - \frac{HHI - R}{10.000} \right) + 0,35[CNR] + 0,2[CH]$$

Al igual que los índices para la actividad de generación y la pertinencia de la bolsa, las ponderaciones para cada una de las señales propuestas puede cambiar, dependiendo de la etapa de desarrollo del mercado minorista y el grado de evolución del sector en general. La tabla 12 resume las variables utilizadas para construir este índice y las ponderaciones asignadas.

TABLA 12

VARIABLES PARA EL ÍNDICE DE CONDICIONES DE LA CONCENTRACIÓN MINORISTA Y DE ELECCIÓN POR PARTE DEL CONSUMIDOR FINAL

VARIABLE	1-HHI_R/10.000	CNR	CH	VALOR ÍNDICE
Ponderación	0,45	0,35	0,2	
Ejemplo	0,75	0	0	0,3375

Fuente: elaboración propia.

Cuando este indicador tiene un valor cercano a 1 se interpreta que el sistema de precios es sensible a las decisiones de los consumidores, mientras que si el valor del índice es cercano a 0 significa que la organización minorista no es propicia para implementar mecanismos de mercado para la asignación de los recursos.

METODOLOGÍA SOBRE MARCO INSTITUCIONAL Y REGULADOR DEL SECTOR ELÉCTRICO

Como se expresó en los apartados anteriores, varios estudios, entre ellos los de Hunt y Shuttleworth (1996), Bacon (1999), Olade, Cepal, GTZ (2003) y Jamasb et al. (2004) se han hecho para analizar la evolución de los mercados eléctricos, la cual se ha dado en diferentes etapas, comenzando con la apertura a la participación de agentes privados en las actividades de generación y finalizando por la introducción de niveles de competencia en la comercialización con mecanismos

avanzados que permiten a los consumidores elegir su proveedor de energía eléctrica. Con base en el marco conceptual desarrollado en esta serie de trabajos que sintetizan las propuestas para analizar el proceso de evolución del sector eléctrico, se propone la construcción de una metodología que adopte y combine un conjunto de medidas o elementos que representen los cambios principales.

La metodología sugerida en esta sección parte del análisis de un conjunto de indicadores descriptivos que determinan los aspectos más relevantes de la regulación de un mercado eléctrico con el fin de identificar futuras reformas para el sector. De esta manera, el trabajo se concentra en identificar en las propuestas reguladoras de los países de la Comunidad Andina ciertos aspectos importantes en el establecimiento de los marcos que regulan las actividades del sector eléctrico. Es decir, el interés de esta metodología es hacer un seguimiento a los esquemas reguladores e institucionales de ciertos países latinoamericanos más que analizar la evolución de los resultados reales obtenidos por la implementación de las regulaciones. Por tal razón, los principales elementos analizados incluyen el establecimiento de una ley de regulación, la desintegración de las actividades del sector, el grado permitido de participación privada, la introducción de mecanismos competitivos en el ámbito mayorista y minorista, entre otros. De esta forma, se contribuye en la estructuración de una herramienta que puede ser utilizada posteriormente para el seguimiento y monitoreo de un sector eléctrico.

El análisis metodológico se realiza para un periodo de diez años, con fechas de corte quinquenales con el objetivo de ver la evolución en cada uno de los indicadores descriptivos. El periodo de análisis empieza en 1995, tiempo en el cual surgen las principales reformas en el sector eléctrico de Latinoamérica.

Las reformas en los sectores eléctricos en Latinoamérica están lejos de consolidarse, a pesar del avance en algunos países. Actualmente existen acciones pendientes que deberían considerar la experiencia previa, las reformas similares de los países desarrollados, así como analizar el contexto particular de cada país, ya que si bien algunos elementos básicos de otras estructuras son esenciales, no existe un modelo universal y el éxito en la implementación de cambios en el sector depende del marco institucional y del momento en que se realiza.

DEFINICIÓN DE LA METODOLOGÍA

Dependiendo del desempeño que un sector eléctrico vaya manifestando, el mercado se percatará de la necesidad de introducir nuevas reformas a su estructura. En este sentido, el marco institucional y regulador desempeña un papel esencial en la determinación de las condiciones en las que se desarrolla el sector. Es así como la intensificación de la competencia, el nivel de privatización, la creación de nuevas instituciones entre otros, generan cierto desempeño en el sector eléctrico.

A continuación se listan algunos aspectos de un marco institucional y regulador, con base en los cuales los sectores eléctricos de cada país deberán evaluarse con el fin de hacer seguimiento a su estructura de mercado.

- * Establecimiento de una ley de energía (ley de regulación del sector eléctrico).
- * Privatización total o parcial de los activos del sector establecido en la regulación.
- * Exigir la separación vertical de la generación con la transmisión/ distribución, pueden ser legal, contable o de propiedad.
- * Exigir la separación horizontal en las actividades del mismo nivel.
- * Establecer un mercado mayorista de electricidad y permitir la competencia mayorista.
- * Introducir la figura de consumidor no regulador o grandes consumidores.
- * Introducir la figura de comercializador y permitir la competencia minorista.

Para la cuantificación de cada uno de estos aspectos se propone la implementación de indicadores descriptivos que representen las principales dimensiones de dichas características del marco regulador.

1. Ley de regulación del sector eléctrico. ¿Se ha definido y aprobado una ley para la regulación de la energía eléctrica?: 1 = Respuesta positiva; 0 = Respuesta negativa.
2. Privatización de los activos del sector. Se utiliza un indicador con valores entre 0 y 1, para medir el grado de privatización establecido por las reformas reguladoras, donde 0 = No se exige la privatización; 1 = Se propone la privatización total.

3. Separación vertical entre las actividades del sector (generación, transmisión y distribución) exigido por la regulación. Grado establecido para la separación de las actividades de G-T-D. Se utiliza un valor entre 0 y 1, donde: 1 = Separación total; 0 = No se exige la separación.
4. Grado de integración horizontal en la actividad de generación. Se mide por el grado máximo permitido en la regulación para la participación horizontal. Se utiliza un número entre 0 y 1; donde 1 indica que una compañía puede tener el 100% de participación de la actividad que realiza (100% de la potencia eléctrica instalada a escala nacional). A partir de esta información, se diseña un indicador final normalizado entre 0 y 1, para cuantificar el grado de separación horizontal en cada uno de los países, el cual se mide en términos de un límite máximo y un límite mínimo de participación horizontal¹. El indicador se calcula de la siguiente forma:

$$\text{Grado Separación País}_i = 1 - \text{MAX} \left(\left(\frac{\text{GradoPaís}_i - \text{LímiteMínimo}}{\text{LímiteMáximo} - \text{LímiteMínimo}} \right), 0 \right)$$

Donde:

GradoPaís_i: representa el grado máximo permitido de participación horizontal en el país *i*.

LímiteMáximo: es el valor máximo de participación horizontal, el cual se asume como 1 (100%).

LímiteMínimo: hace referencia a un valor mínimo aceptable de participación horizontal, por ejemplo, 20% de participación en actividades del mismo nivel.

Un valor cercano a 1 para el indicador final indicaría que el país se encuentra en una posición favorable en cuanto a la regulación para la participación en las actividades de un mismo nivel. Por el contrario, un valor cercano a 0 revelaría la propensión de la regulación del país a favorecer la existencia de pocas empresas a un mismo nivel.

¹ Es necesario establecer un límite mínimo como un valor aceptable de participación horizontal, ya que para este caso no es posible determinar el valor de 0 como un referente de una condición deseada, debido a que se entendería que ninguna empresa puede tener participación en el mercado.

5. Competencia mayorista. ¿La regulación establece un esquema de mercado competitivo para el nivel de venta mayorista de electricidad? 1 = Sí, 0 = No.
6. Consumidor no regulado. Para la medición de este aspecto regulador se utiliza como variable el umbral o límite de consumo establecido por la regulación para ser clasificado como consumidor o usuario no regulado (UNR). Este valor se establece en unidades de potencia –Megawatts–.

Con base en dicho umbral de consumo, para cada país se construye un indicador normalizado entre 0 y 1, que mida su posición relativa en este aspecto del marco regulador con respecto al resto de países. El cálculo correspondiente sería:

$$\text{Índice UNR País}_i = \text{MAX} \left(\left(\frac{\text{UmbralMáx} - \text{UmbralPaís}_i}{\text{UmbralMáx} - \text{UmbralMín}} \right), 0 \right)$$

Donde:

UmbralPaís_i: representa el límite de consumo establece en el país i, para ser considerado como usuario no regulado.

UmbralMáx: es un valor máximo establecido como razonable dada la desregulación en los países de la región, por ejemplo, 1,5 Mw.

UmbralMín: es el valor objetivo hacia el cual se pretende que evolucione la regulación en consideración con los usuarios no regulados; por ejemplo, la desregulación total 0 Mw.

Un valor final para este indicador próximo a 0, representa una baja profundización en el mercado no regulado; por el contrario, el valor de 1 indica que dicho país tiene la máxima desregulación de sus usuarios, es decir, ofrece la posibilidad de escoger libremente el proveedor de energía eléctrica a todos los usuarios del sector.

7. Competencia minorista. ¿La regulación considera el mercado de venta minorista como una actividad en la que es posible establecer mecanismos de competencia? 1 = Sí; 0 = No.
8. Comercializador independiente. ¿En la regulación se establece la figura de comercializador independiente? 1 = Sí; 0 = No

Indicador general de seguimiento al marco regulador

Con base en las características del marco regulador cuantificadas a través de los indicadores anteriores, se propone la creación de un indicador general a partir de la ponderación de estos.

$$\text{Indicador General País}_i = \sum_{i=1}^n (w_i \times \text{Valor Indicador}_i)$$
$$\sum_{i=1}^n w_i = 1$$

Donde:

W_i representan el peso ponderado de cada indicador para el País_{*i*}. Estos pesos serán iguales para todos los países.

Valor Indicador_{*i*} es el resultado de cada uno de los ocho indicadores calculado para cada país en la sección anterior y cuyo valor varía entre 0 y 1.

Los valores que puede tomar el indicador general varían desde 0 hasta 1. Por ejemplo, si el resultado para el País_{*i*} es un número cercano a 1, se interpretaría como un alto interés por parte del estado en la reestructuración del sector eléctrico reconociendo su disposición a promover mecanismos competitivos de mercado en todos los niveles de la cadena donde sea posible.

A continuación se muestra la diversidad de formas que adquirió la estructura institucional y reguladora del sector eléctrico según la metodología descrita en el apartado anterior. Para la aplicación de dicha metodología se consideraron los siguientes parámetros:

- * LímiteMáximo = 100%. Representa la máxima participación horizontal en actividades del mismo nivel.
- * LímiteMínimo = 15%. Hace referencia a un valor mínimo aceptable de participación horizontal, en este caso se considera un 15% de participación en actividades del mismo nivel.
- * UmbralMáx = 1,5 Mw. Es un valor máximo establecido para ser considerado Usuario No Regulado, es decir, un valor razonable para realizar la comparación los países analizados, en este caso se establece dicho valor en 1,5 Mw.

- * UmbralMín = 0 Mw. Es el valor establecido para representar la desregulación total de los usuarios del sector eléctrico, brindándoles la oportunidad de elegir libremente su proveedor de energía eléctrica.
- * Se proponen los siguientes factores de ponderación utilizados para calcular el Indicador General para cada país con base en el análisis global de los principales avances en la región. Es importante indicar que dichas ponderaciones pueden modificarse para análisis posteriores, por ejemplo, podría asignarse mayor peso a los aspectos relacionados con el desarrollo de mercados minoristas competitivos en la medida en que casi todos los países hayan avanzado en los primeros aspectos planteados en la metodología. Es decir, las mayores ponderaciones podrían migrar a otros factores en el futuro cuando se considere que el análisis global de la región así lo requiera.

TABLA 13

FACTORES DE PONDERACIÓN PARA EL INDICADOR GENERAL

ASPECTO REGULADOR	PESO ASIGNADO
Ley de energía	5%
Privatización de empresas del estado	15%
Separación vertical	20%
Separación horizontal	20%
Mercado mayorista	20%
Usuario no regulado	10%
Mercado minorista	5%
Comercializador independiente	5%
Total	100%

Fuente: elaboración propia.

METODOLOGÍA PARA EL DISEÑO DE ESCENARIOS EN MERCADOS ELÉCTRICOS

El seguimiento a los mercados eléctricos ha cobrado importancia por la necesidad de soportar el proceso de toma de decisiones con información futura, especialmente en entornos expuestos a la globalización e internacionalización, así como por la tendencia al cambio en la estructura del mercado y otras variables exógenas.

Seguir los mercados eléctricos con las herramientas disponibles se dificulta debido a la complejidad, dinamismo e incertidumbre inherente a ellos. La aproximación que parece ser más apropiada es la combinación de herramientas prospectivas e indicadores, mediante los cuales se reúne información especializada, cualitativa y cuantitativa, y se crean escenarios futuros y globales.

Al respecto, se encontraron trabajos de seguimiento mediante indicadores técnicos que no tienen en cuenta variables exógenas al sector, y algunos ejercicios de escenarios que muestran diversas tendencias que podrían influir el sector energético mundial y en la CAN. No obstante, no se ha hallado una metodología que permita seguir la evolución de las estructuras de mercado introducidas en los sectores eléctricos.

Proponemos una metodología que permita seguir la evolución del mercado eléctrico de los países de la CAN a mediano y largo plazo, utilizando escenarios prospectivos, con el fin de contribuir a disminuir la incertidumbre en la toma de decisiones. La metodología incluye paneles de expertos que deciden las variables clave que definen los escenarios, y un conjunto de indicadores que determinan el comportamiento de dichas variables. Para la propuesta metodológica se tuvo en cuenta la escuela francesa prospectiva con Godet y la inglesa con Peter Schwartz –método de los ejes de Schwartz–.

En la aplicación metodológica el intercambio de electricidad regional y la estructura de los mercados fueron las variables determinantes de los escenarios. Para las variables se construyó un conjunto de indicadores: para la estructura de mercados se utilizaron los indicadores elaborados antes, debido a que representan las variables que se consideran importantes para el mercado eléctrico; y para el intercambio regional de electricidad se propuso un nuevo conjunto de indicadores.

Estas dos variables clave se comportan dentro de la metodología como dos ejes que definen cuatro cuadrantes que diferencian las historias de los escenarios, los que a su vez, se identifican con los nombres *La mano invisible andina*, *Sólo para emergencias*, *Cada uno en su corral* y *Comando y control*, tal como se dijo en páginas anteriores.

Por último: los sectores eléctricos tienen características que los hacen muy complejos y de futuro incierto, debido a que las decisiones que se toman ahora tienen impacto a corto y largo plazo. Por esta razón, el periodo de análisis comprende

veinte años para los escenarios, y sólo cinco años para los indicadores, por la poca disponibilidad de la información de los países analizados.

METODOLOGÍA PROSPECTIVA PARA EL SEGUIMIENTO A MERCADOS ELÉCTRICOS

Estructurar un método que proyecte el mercado eléctrico se dificulta por restricciones de logística, disponibilidad de tiempo y dinero. En consecuencia, hacemos una aproximación metodológica propia que nos permita construir escenarios de una manera más fácil. Después de analizar los posibles métodos que existen para hacer ejercicios de escenarios² y teniendo en cuenta las restricciones anteriores, se planteó la siguiente metodología.

Esta propuesta de construcción de escenarios se basó en el modelo francés de escenarios prospectivos de Godet (1993), y en la adaptación de fases de otras escuelas prospectivas como el de Lindgren y Bandhold (2003) y Peter Schwartz³. Es necesario tener en cuenta que no hay una única o mejor manera para construir escenarios. Sin embargo para la construcción y definición de la metodología se analizaron diferentes métodos (véase el Anexo 1). Finalmente, se combinaron estos métodos, que se pueden clasificar en los modelos prospectivos ya mencionados.

El objetivo del método de los escenarios se puede resumir en que busca descubrir cuáles son los puntos de estudio prioritarios mediante el análisis de las variables que caracterizan el mercado eléctrico y describir, en forma de escenarios, la evolución del mercado eléctrico tomando en consideración las evoluciones más probables de las variables jalonadoras a partir de hipótesis (Godet, 1993).

La elaboración de los escenarios comprende dos fases: la construcción de la base analítica y, a partir de esta, la de escenarios que conducen a evolución del mercado eléctrico.

2 Para profundizar más en métodos prospectivos, véanse Godet, 1995, y Larsen, 2000.

3 Peter Schwartz, prospectivista de la Escuela de planeamiento estratégico (escuela nacida en la Shell). Presidente de la Global Business Network. Autor del libro *Planificación estratégica por escenarios*, 1993.

CONSTRUCCIÓN DE LA BASE ANALÍTICA

La primera fase de la metodología es tener una imagen del estado actual del mercado eléctrico y su entorno, y posible evolución. A continuación se describen los pasos para hacer la base analítica.

Determinación del periodo de análisis

En esta etapa el periodo elegido es de veinte años, aun cuando podría hacerse por un periodo menor o mayor, incluso cincuenta años, como lo hacen instituciones como la Unión Europea.

Búsqueda y análisis de información sobre escenarios nacionales e internacionales

Esta primera etapa se concentra en la recolección de información de trabajos de escenarios prospectivos, nacionales e internacionales. Después de analizar la información encontrada y tener una mirada general de los escenarios nacionales e internacionales se debe tener un documento a manera de reflexión sobre dichos escenarios.

Análisis de la evolución del sector eléctrico estudiado

Esta etapa se realizará al mismo tiempo que la anterior y tiene como objetivo un documento a manera de reflexión que plasme un análisis global de la evolución del mercado eléctrico regional e internacional. Consiste en redactar un documento con todas las tendencias que determinarán, al final del periodo de tiempo estudiado, la evolución del sector eléctrico.

Análisis de variables

Con la información sobre el mercado eléctrico encontrada en las etapas anteriores, se identifican y analizan las principales variables del mercado. El objetivo es comprender de una manera sistémica el mercado eléctrico estudiado, mediante la identificación y análisis de las relaciones causales de las variables.

Elaboración de propuesta base de lo que podría suceder en los sectores eléctricos

Con la información obtenida en los documentos elaborados durante las etapas anteriores, se hace una propuesta base –hipótesis– sobre la evolución de los mercados eléctricos para el país o región analizado. Es, básicamente, el compendio de las tendencias halladas en las primeras etapas.

Taller de discusión a partir de la propuesta base

En un taller de expertos se discute la propuesta base –hipótesis– formulada en la fase anterior. El equipo de trabajo escogerá los participantes en el taller, cuyo objetivo es identificar las tendencias jalonadoras, es decir, las que determinan la evolución de los escenarios futuros del mercado eléctrico.

Es de precisar que no siempre en un solo taller se determinan estas tendencias; es posible que se necesiten varias reuniones con expertos. Se recomienda hacer esta etapa en un solo taller, debido a la poca disponibilidad y lo difícil que es reunir varios expertos al mismo tiempo.

La metodología de trabajo del taller busca, con las tendencias encontradas en las fases anteriores, hacer un cuadro donde se listen las tendencias y las posibles variantes que pueden tomar cada una.

Cada experto debe proponer, por lo menos, las dos tendencias que considere serán las que van a determinar el mercado en veinte años. En un lugar visible a todos –tablero, papelógrafo– se escribirán los resultados, para ser discutidos y sustentados por cada uno, hasta obtener las tendencias más importantes.

La construcción de los escenarios se basa en tendencias inciertas cruzadas; entonces, a mayor número de tendencias inciertas se incrementa el número de escenarios, es decir, el número de escenarios posibles aumenta como 2^n siendo n el número de tendencias. Así, por ejemplo, dos tendencias inciertas cruzadas generan cuatro escenarios.

En prospectiva es válido cruzar cuantas tendencias se desee, pero en la práctica se acostumbra a tener entre tres y seis escenarios, lo que implica tener dos o tres tendencias jalonadoras. Es importante resaltar que los escenarios posibles no son necesariamente escenarios probables o deseados: cuando un escenario no es probable, no se desarrolla.

PROPUESTA INICIAL DE ESCENARIOS FUTUROS

Teniendo en cuenta los factores motores o tendencias jalonadoras, se escriben y miden los escenarios. La propuesta inicial de escenarios es la materialización en un documento de las discusiones tenidas en el taller de expertos en la etapa anterior, en el que se determinaron las principales tendencias jalonadoras.

Con la ayuda del gráfico de tendencias cruzadas y del diagrama causal de variables, se empieza a escribir a manera de narración la imagen final del escenario, es decir, la descripción del mercado eléctrico al final del periodo, en nuestro caso en el año veinte. Sin embargo, los escenarios no son el estado final, sino una descripción de la trayectoria desde la situación actual hasta el horizonte elegido, siguiendo la evolución de las variables principales ya definidas.

Como los horizontes o periodos elegidos son amplios, es labor de los expertos concebir el estado final de los escenarios a partir de la situación actual; esto implica dividir en periodos más cortos, para identificar los cambios que afectan al mercado eléctrico en su evolución.

En esta metodología se aconseja describir tres momentos del escenario; el estado final de los escenarios, que muestra la imagen del mercado eléctrico al final del periodo; el periodo inicial, en el que se identifican las tendencias fuertes, los factores de evolución y los agentes que cumplen un papel importante; y el estado intermedio, que revela qué hechos o rupturas debe haber, partiendo del estado inicial para llegar al estado final.

A cada escenario se le debe asignar un nombre representativo y que permita dar una primera idea al lector de lo que sucede. El nombre es una caracterización del escenario. Se puede hacer al principio o al final del ejercicio de escritura.

Ronda final de discusión

La ronda final de discusión se realizará mediante correo electrónico o reunión de expertos. Consta de la discusión del documento que contiene la propuesta inicial de escenarios futuros del mercado eléctrico elaborado en la fase anterior. El objetivo es confrontar los diferentes estados de los escenarios con las opiniones de los expertos, y retroalimentarlos.

Propuesta final de prospectiva

La redacción del documento que contiene la propuesta final de escenarios prospectivos es la etapa final de la metodología. Incluye los resultados analizados durante las etapas anteriores, es decir, los escenarios con los aportes que se recibieron durante el ejercicio.

CONSTRUCCIÓN DE INDICADORES

Por último, con los escenarios elaborados, en esta etapa se construyen los indicadores que señalarán hacia qué escenario tiende el mercado eléctrico analizado.

Elaboración de indicadores para cada tendencia

Para cada tendencia jalonadora que define los escenarios se formula uno o más indicadores que finalmente se agrupan en uno, con el fin de normalizarlos y facilitar la indicación del escenario al que pertenece. Así pues, si hay dos tendencias jalonaras debe haber dos grandes indicadores para cada una, que pueden ser cualitativos o cuantitativos.

Para analizar la evolución de diferentes mercados eléctricos en un solo estudio, la unificación de los indicadores de cada mercado puede hacerse mediante ponderaciones, siendo los expertos quienes determinan los valores cada una de las ponderaciones, o el criterio de asignación de estas.

En la elaboración de los indicadores se debe tener en cuenta la accesibilidad y la existencia de requerimientos de información, ya que si no se puede acceder a ella o no existe los indicadores son ineficientes e inútiles.

Definir criterios de evaluación de indicadores con la ayuda de expertos

De acuerdo con los indicadores definidos, se caracteriza cada escenario con el fin de ubicar cada indicador en su eje, y así agrupar los resultados de los indicadores en los escenarios. Puede ocurrir que haya tendencias que se pueden medir mediante indicadores cualitativos o mixtos –cualitativos y cuantitativos–. Por último, se deben normalizar todos los indicadores de cada tendencia.

Cuando se tienen varias tendencias jalonadores es válido que una se mida con indicadores cualitativos y las demás con cuantitativos; cuando una tendencia puede medirse con indicadores cualitativos y cuantitativos al mismo tiempo, se deben normalizar los indicadores, es decir volverlos todos cualitativos o cuantitativos y con unidades de medición iguales, y como se dijo unificar todos los de cada tendencia en uno solo.

Aplicar los indicadores para el ejercicio de escenarios

Por último se calculan los indicadores elaborados para cada una de las tendencias, se identifican en el plano cartesiano de los escenarios –para el caso de tener dos tendencias cruzadas, que es el caso recomendado–, o en planos con varios ejes Y o varios ejes X –si hay más de dos tendencias cruzadas–. Para el cálculo de los indicadores se utiliza la información más actualizada para cada una de las variables requeridas.

Capítulo 3

Aplicación de la metodología desarrollo empresarial en la Comunidad Andina de Naciones

RAÚL ANDRÉS ÁVILA • IVÁN DARÍO HERNÁNDEZ

En este capítulo se presentan los resultados de la aplicación de la metodología en los países de la Comunidad Andina de Naciones (CAN). Se analizarán primero los resultados del indicador *variación porcentual agregada de la división del trabajo en el mercado eléctrico*, y luego se estudiarán los resultados, por país, del de *tendencias de innovación*. Inicialmente se examinará cada uno de los cuatro sub ítems del indicador y luego se mostrarán los resultados del indicador general.

VARIACIÓN PORCENTUAL AGREGADA DE LA DIVISIÓN DEL TRABAJO EN EL MERCADO ELÉCTRICO

BOLIVIA

Aumento del tamaño del sector

En este ítem se tuvieron en cuenta las variaciones porcentuales de los siguientes aspectos entre 1970 y 2003:

- A) Capacidad instalada total.
- B) Generación de electricidad.
- C) Demanda de electricidad.

Estos aspectos arrojan una participación de 25% del valor absoluto del indicador. Según los valores obtenidos, la variación porcentual agregada de las variables que componen el ítem del aumento del tamaño del sector presentan un decrecimiento promedio de 14,11% (véanse la tabla 1 y la figura 1).

TABLA 1

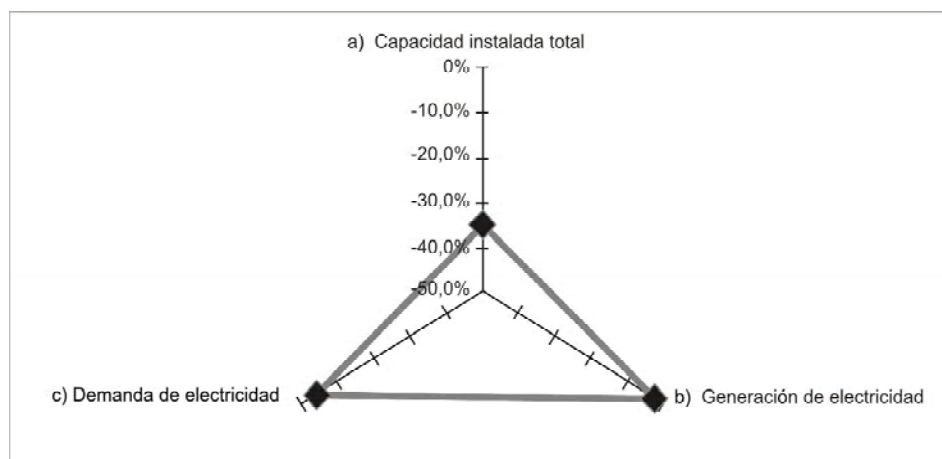
BOLIVIA: AUMENTO DEL TAMAÑO DEL SECTOR

a) Capacidad instalada total	-35,02%
b) Generación de electricidad	-2,87%
c) Demanda de electricidad	-4,44%

Fuente: elaboración propia.

FIGURA 1

BOLIVIA: AUMENTO DEL TAMAÑO DEL SECTOR



Fuente: elaboración propia.

Especialización

Este aspecto caracteriza, a través del tiempo, el grado de distensión que ha venido desarrollándose en el sector eléctrico en Bolivia; se tienen en cuenta las variaciones porcentuales agregadas de los siguientes ítems desde 1970 hasta 2003:

- A) Índice de aprovechamiento máximo de hidroenergía.
- B) Intensidad energética.

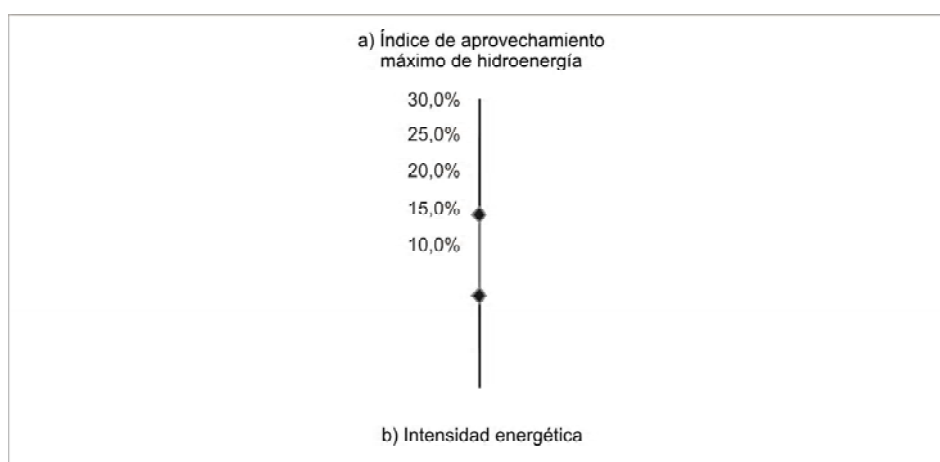
Estas variaciones porcentuales dan una participación de 25% del total del indicador. Los valores anteriores muestran una variación agregada promedio de un crecimiento de 4,51% (véanse la tabla 2 y la figura 2).

TABLA 2
BOLIVIA: ESPECIALIZACIÓN

a) Índice de aprovechamiento máximo de hidroenergía	2,68%
b) Intensidad eléctrica	6,34%

Fuente: elaboración propia.

FIGURA 2
BOLIVIA: ESPECIALIZACIÓN



Fuente: elaboración propia.

Grado de desarrollo del sector

Permite caracterizar el nivel de desempeño y el progreso en el sector eléctrico. Se tienen en cuenta las variaciones porcentuales del nivel de consumos energético y de electricidad per cápita, así como la oferta total de electricidad y de hidroelectricidad per cápita entre 1970 y 2003, periodo analizado.

El resultado agregado da una participación de 25% del total del indicador. Los resultados de la variación porcentual agregada de la evolución del grado de desarrollo del sector muestran un decrecimiento promedio de 6,37% (véanse la tabla 3 y la figura 3).

TABLA 3

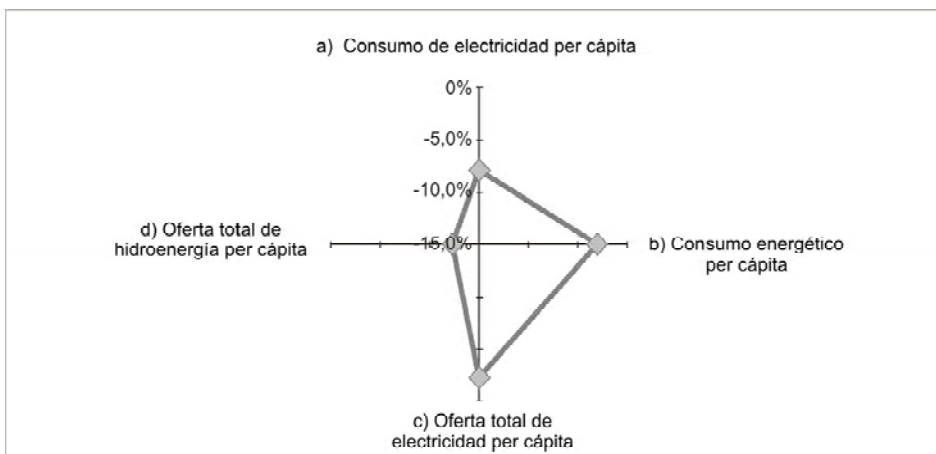
BOLIVIA: GRADO DE DESARROLLO DEL SECTOR

a) Consumo de electricidad per cápita	-7,94%
b) Consumo energético per cápita	-3,06%
c) Oferta total de electricidad per cápita	-2,26%
d) Oferta total de hidroenergía per cápita	-12,24%

Fuente: elaboración propia.

FIGURA 3

BOLIVIA: GRADO DE DESARROLLO DEL SECTOR



Fuente: elaboración propia.

Costos de transacción

Caracteriza a través del tiempo el nivel de precios de los diferentes eslabones del sector eléctrico en un país. Para todos los países se utilizaron variables Proxy fácilmente asequibles; por eso se tienen en cuenta los precios industriales, comerciales y residenciales, teniendo en cuenta sus variaciones porcentuales desde 1971 hasta 2002.

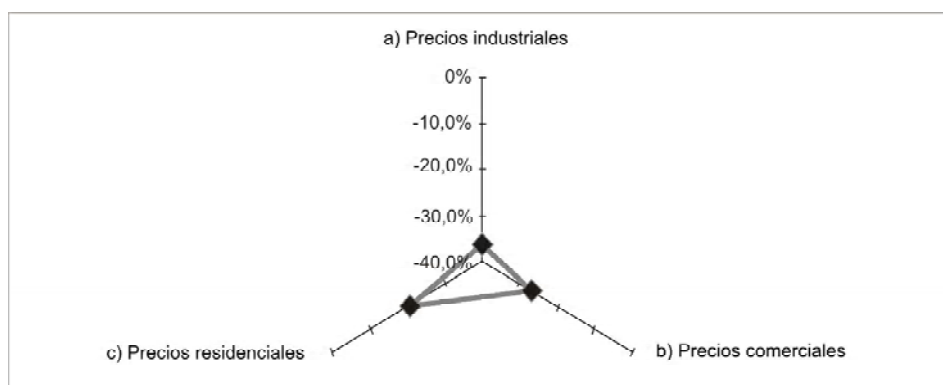
Los resultados dan una participación porcentual de 25% del total del indicador. El valor obtenido de la variación porcentual agregada del sub indicador de costos de transacción arrojó un decrecimiento de 27,91% (véanse la tabla 4 y la figura 4).

TABLA 4
BOLIVIA: COSTOS DE TRANSACCIÓN

a) Precios industriales	-36,29%
b) Precios comerciales	-26,80%
c) Precios residenciales	-20,64%

Fuente: elaboración propia.

FIGURA 4
BOLIVIA: COSTOS DE TRANSACCIÓN



Fuente: elaboración propia.

Comportamiento de los cuatro sub indicadores agregados

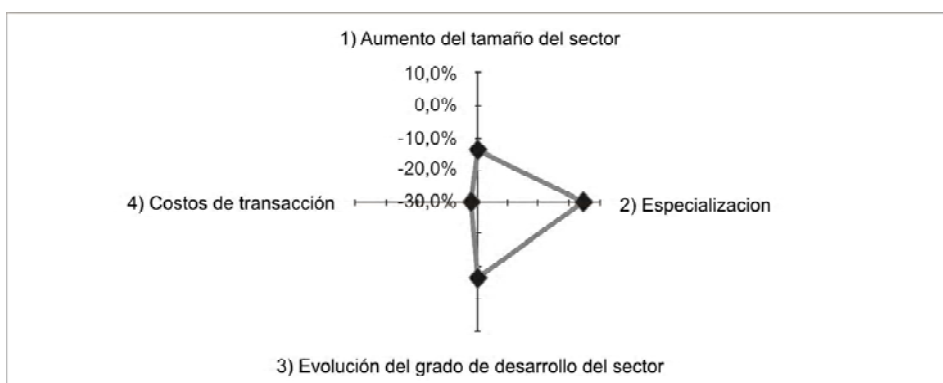
La variación porcentual agregada promedio de la división del trabajo para Bolivia da un valor de $-10,97\%$ que para nuestro índice VPADT es de $-0,75$, el cual indica que la desaceleración de la división del trabajo es alta (véanse la tabla 5 y la figura 5).

TABLA 5
BOLIVIA: COMPORTAMIENTO DE LOS CUATRO SUB INDICADORES

1) Aumento del tamaño del sector	-14,11%
2) Especialización	4,51%
3) Evolución del grado de desarrollo del sector	-6,37%
4) Costos de transacción	-27,91%

Fuente: elaboración propia.

FIGURA 5
BOLIVIA: COMPORTAMIENTO DE LOS CUATRO SUB INDICADORES



Fuente: elaboración propia.

COLOMBIA

Aumento del tamaño del sector

El valor promedio del indicador muestra un decrecimiento promedio de 3,97% (véanse la tabla 6 y la figura 6).

Especialización

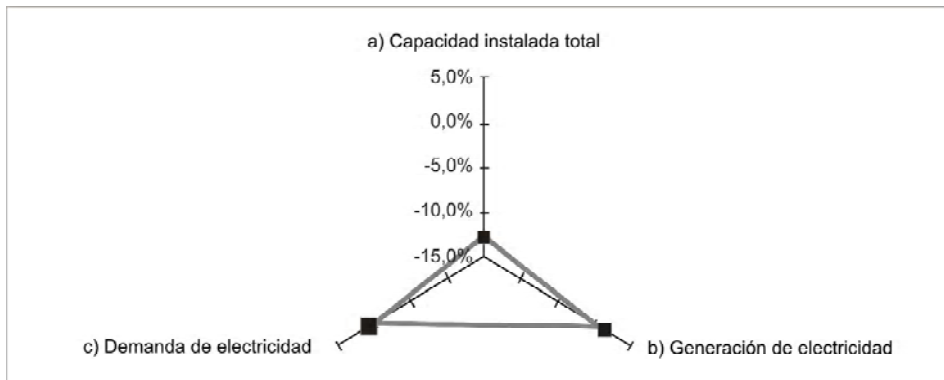
En promedio, este sub indicador muestra un crecimiento de 4,75% (véanse la tabla 7 y la figura 7).

TABLA 6
COLOMBIA: AUMENTO DEL TAMAÑO DEL SECTOR

a) Capacidad instalada total	-12,94%
b) Generación de electricidad	0,78%
c) Demanda de electricidad	0,24%

Fuente: elaboración propia.

FIGURA 6
COLOMBIA: AUMENTO DEL TAMAÑO DEL SECTOR



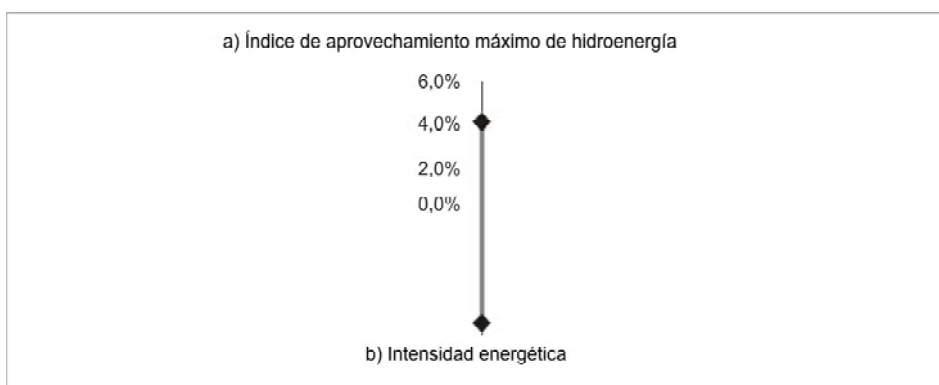
Fuente: elaboración propia.

TABLA 7
COLOMBIA: ESPECIALIZACIÓN

a) Índice de aprovechamiento máximo de hidroenergía	4,06%
b) Intensidad eléctrica	5,43%

Fuente: elaboración propia.

FIGURA 7
COLOMBIA: ESPECIALIZACIÓN



Fuente: elaboración propia.

Evolución del grado de desarrollo del sector

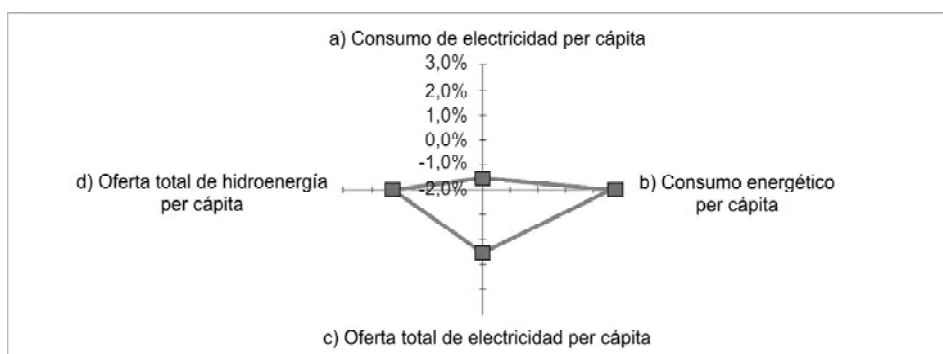
La tabla 8 y la figura 8 muestran los valores agregados promedio para Colombia. El sub indicador da un leve crecimiento promedio de 0,70 %.

TABLA 8
COLOMBIA: EVOLUCIÓN DEL GRADO DE DESARROLLO DEL SECTOR

a) Consumo de electricidad per cápita	-1,54%
b) Consumo energético per cápita	2,60%
c) Oferta total de electricidad per cápita	0,50%
d) Oferta total de hidroenergía per cápita	1,22%

Fuente: elaboración propia.

FIGURA 8
COLOMBIA: EVOLUCIÓN DEL GRADO DE DESARROLLO DEL SECTOR



Fuente: elaboración propia.

Costos de transacción

Tuvo un valor promedio de 20,24% (véanse la tabla 9 y la figura 9).

Comportamiento de los cuatro sub indicadores

La variación porcentual agregada promedio de la división del trabajo para el caso colombiano muestra un valor de 5,42%, que para nuestro índice VPADT es

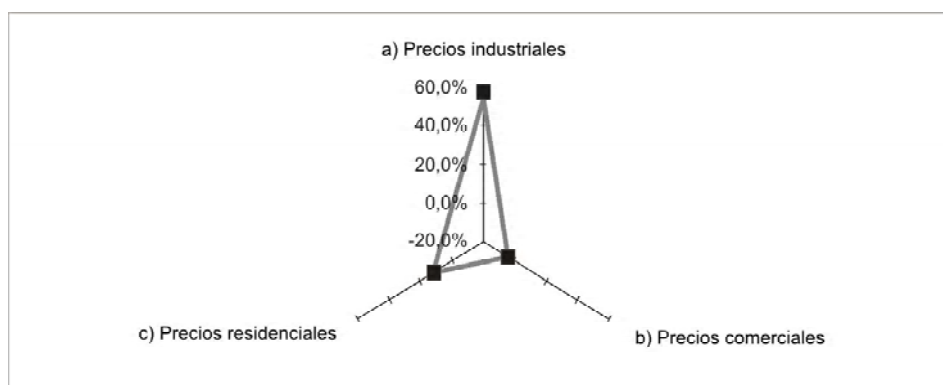
de 0,50. Es decir, existe una aceleración media de la división del trabajo (véanse la tabla 10 y la figura 10).

TABLA 9
COLOMBIA: COSTOS DE TRANSACCIÓN

a) Precios industriales	53,62%
b) Precios comerciales	-4,61%
c) Precios residenciales	11,70%

Fuente: elaboración propia.

FIGURA 9
COLOMBIA: COSTOS DE TRANSACCIÓN



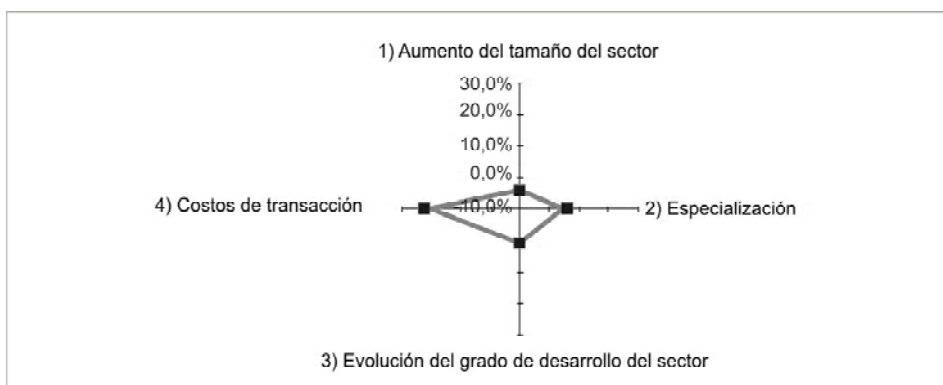
Fuente: elaboración propia.

TABLA 10
COLOMBIA: COMPORTAMIENTO DE LOS CUATRO SUB INDICADORES

1) Aumento del tamaño del sector	-3,97%
2) Especialización	4,75%
3) Evolución del grado de desarrollo del sector	0,70%
4) Costos de transacción	20,24%

Fuente: elaboración propia.

FIGURA 10
COLOMBIA: COMPORTAMIENTO DE LOS CUATRO SUB INDICADORES



Fuente: elaboración propia.

ECUADOR

Aumento del tamaño del sector

Para el caso ecuatoriano el valor del sub indicador muestra un decrecimiento promedio de 7,17% (véanse la tabla 11 y la figura 11).

TABLA 11
ECUADOR: AUMENTO DEL TAMAÑO DEL SECTOR

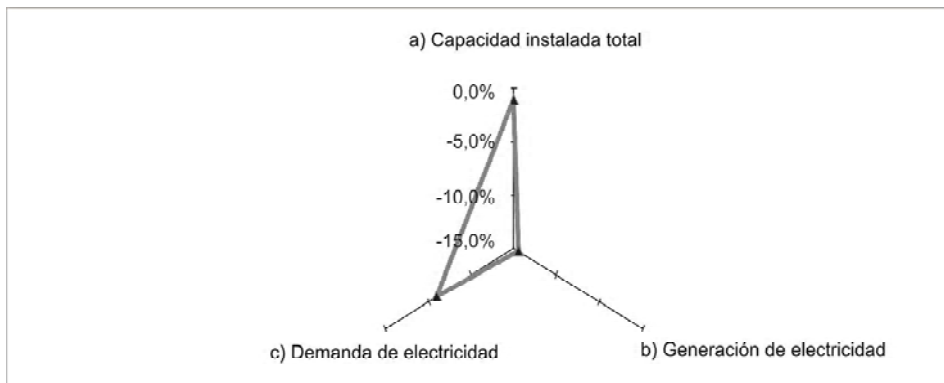
a) Capacidad instalada total	-1,15%
b) Generación de electricidad	-14,30%
c) Demanda de electricidad	-6,05%

Fuente: elaboración propia.

Especialización

Este segundo sub ítem permite caracterizar a través del tiempo el grado de distensión que ha venido desarrollándose en el sector eléctrico ecuatoriano, el cual tuvo un decrecimiento o estancamiento promedio de 0,08% (véanse la tabla 12 y la figura 12).

FIGURA 11
ECUADOR: AUMENTO DEL TAMAÑO DEL SECTOR



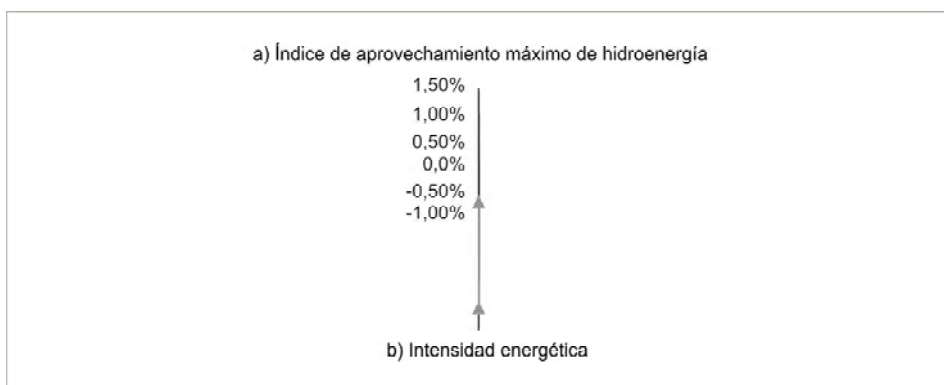
Fuente: elaboración propia.

TABLA 12
ECUADOR: ESPECIALIZACIÓN

a) Índice de aprovechamiento máximo de hidroenergía	-0,86%
b) Intensidad eléctrica	1,01%

Fuente: elaboración propia.

FIGURA 12
ECUADOR: ESPECIALIZACIÓN



Fuente: elaboración propia.

Evolución del grado de desarrollo del sector

Muestra un decrecimiento promedio de 2,22% (véanse la tabla 13 y la figura 13).

TABLA 13

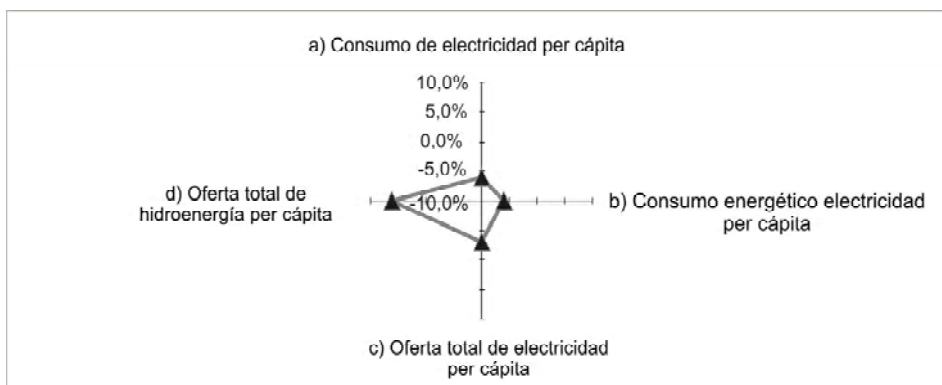
ECUADOR: EVOLUCIÓN DEL GRADO DE DESARROLLO DEL SECTOR

a) Consumo de energía per cápita	-6,08%
b) Consumo energético per cápita	-6,08%
c) Oferta total de electricidad per cápita	-2,95%
d) Oferta total de hidroenergía per cápita	6,25%

Fuente: elaboración propia.

FIGURA 13

ECUADOR: EVOLUCIÓN DEL GRADO DE DESARROLLO DEL SECTOR



Fuente: elaboración propia.

Costos de transacción

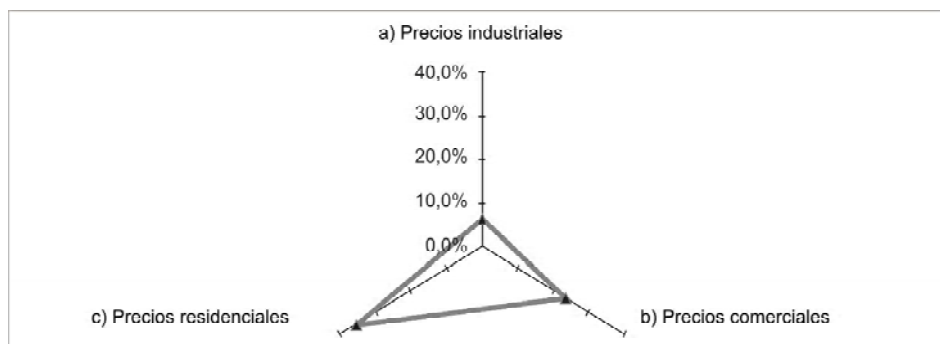
En Ecuador el valor del sub indicador VPPCT dio un valor promedio de 21,82% (véanse la tabla 14 y la figura 14).

TABLA 14
ECUADOR: COSTOS DE TRANSACCIÓN

a) Precios industriales	6,15%
b) Precios comerciales	23,79%
c) Precios residenciales	35,52%

Fuente: elaboración propia.

FIGURA 14
ECUADOR: COSTOS DE TRANSACCIÓN



Fuente: elaboración propia.

Comportamiento de los cuatro sub indicadores

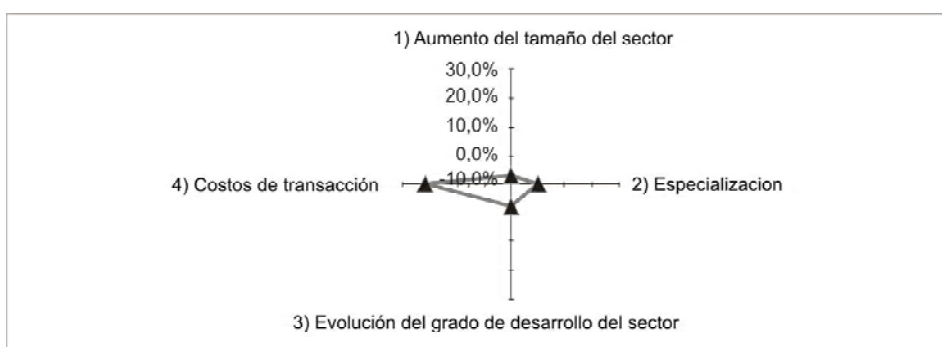
La variación porcentual agregada promedio de la división del trabajo para el caso ecuatoriano muestra un valor de 3,12%, que para nuestro índice VPADT es de 0,25. Esto indica que existe una aceleración leve de la división del trabajo en el mercado eléctrico del país (véanse la tabla 15 y la figura 15).

TABLA 15
ECUADOR: COMPORTAMIENTO DE LOS CUATRO SUB INDICADORES

1) Aumento del tamaño del sector	-7,17%
2) Especialización	0,08%
3) Evolución del grado de desarrollo del sector	-2,22%
4) Costos de transacción	21,82%

Fuente: elaboración propia.

FIGURA 15
ECUADOR: COMPORTAMIENTO DE LOS CUATRO SUB INDICADORES



Fuente: elaboración propia.

PERÚ

Aumento del tamaño del sector

Se tuvieron en cuenta las variaciones porcentuales, entre 1970 y 2003, de los siguientes ítems:

- A) Capacidad instalada total.
- B) Generación de electricidad.
- C) Demanda de electricidad.

Que dan una participación de 25% del valor absoluto del indicador. El valor agregado del sub indicador presenta un decrecimiento de 3,28% (véanse la tabla 16 y la figura 16).

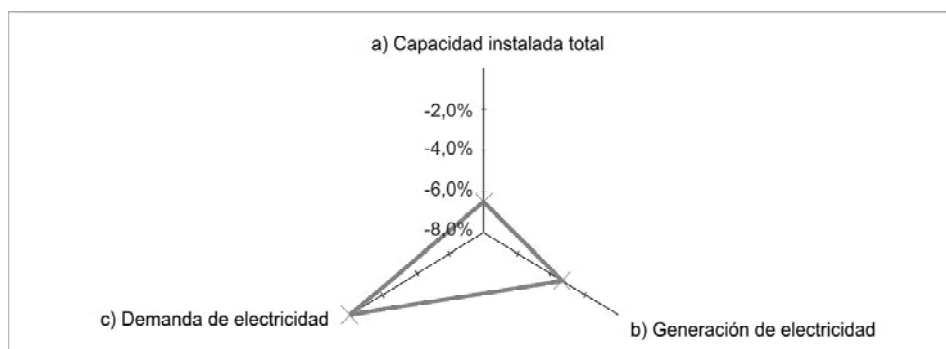
TABLA 16

PERÚ: AUMENTO DEL TAMAÑO DEL SECTOR

a) Capacidad instalada total	-6,55%
b) Generación de electricidad	-3,27%
c) Demanda de electricidad	-0,01%

Fuente: elaboración propia.

FIGURA 16
PERÚ: AUMENTO DEL TAMAÑO DEL SECTOR



Fuente: elaboración propia.

Especialización

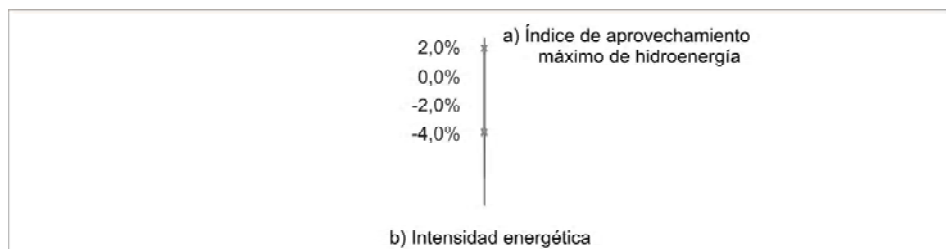
El valor promedio del sub indicador de especialización en Perú muestra un decrecimiento promedio de 1,01% (véanse la tabla 17 y la figura 17).

TABLA 17
PERÚ: ESPECIALIZACIÓN

a) Índice de aprovechamiento máximo de hidroenergía	1,26%
b) Intensidad eléctrica	-3,29%

Fuente: elaboración propia.

FIGURA 17
PERÚ: ESPECIALIZACIÓN



Fuente: elaboración propia.

Evolución del grado de desarrollo del sector

La variación de este sub indicador muestra un decrecimiento promedio de 2,41% (véanse la tabla 18 y la figura 18).

TABLA 18

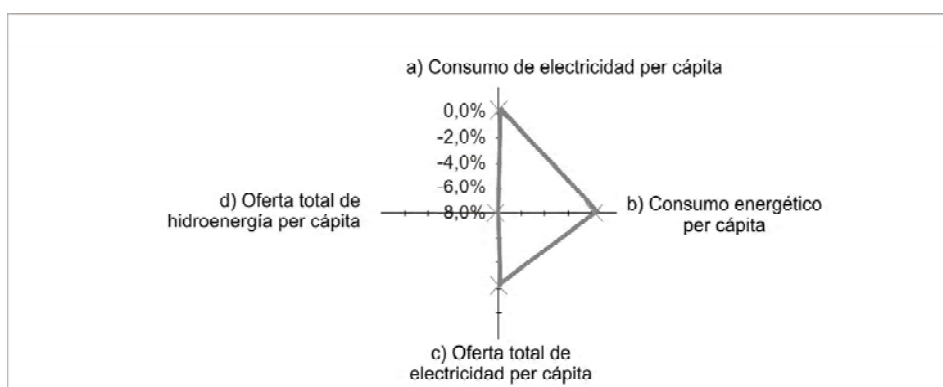
PERÚ: EVOLUCIÓN DEL GRADO DE DESARROLLO DEL SECTOR

a) Consumo de electricidad per cápita	0,21%
b) Consumo energético per cápita	0,21%
c) Oferta total de electricidad per cápita	-2,32%
d) Oferta total de energía per cápita	-7,74%

Fuente: elaboración propia.

FIGURA 18

PERÚ: EVOLUCIÓN DEL GRADO DE DESARROLLO DEL SECTOR



Fuente: elaboración propia.

Costos de transacción

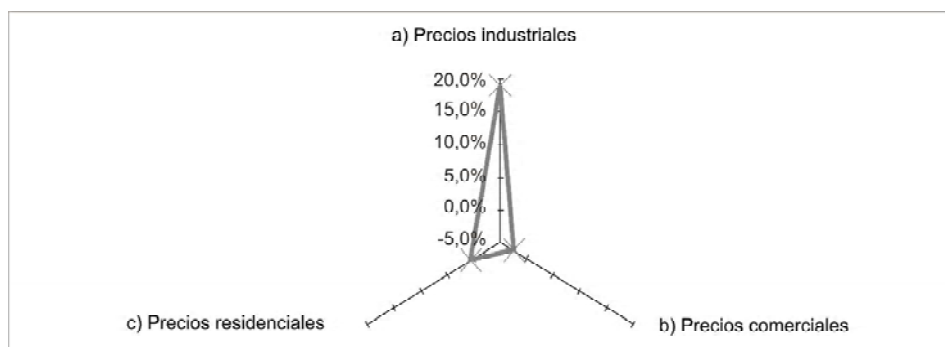
El valor del sub indicador VPPCT para el caso peruano entre 1971 y 2002 presenta un crecimiento promedio de 5,76% (véase la tabla 19 y la figura 19).

TABLA 19
PERÚ: COSTOS DE TRANSACCIÓN

a) Precios industriales	19,07%
b) Precios comerciales	-2,41%
c) Precios residenciales	0,62%

Fuente: elaboración propia.

FIGURA 19
PERÚ: COSTOS DE TRANSACCIÓN



Fuente: elaboración propia.

Comportamiento de los cuatro sub indicadores

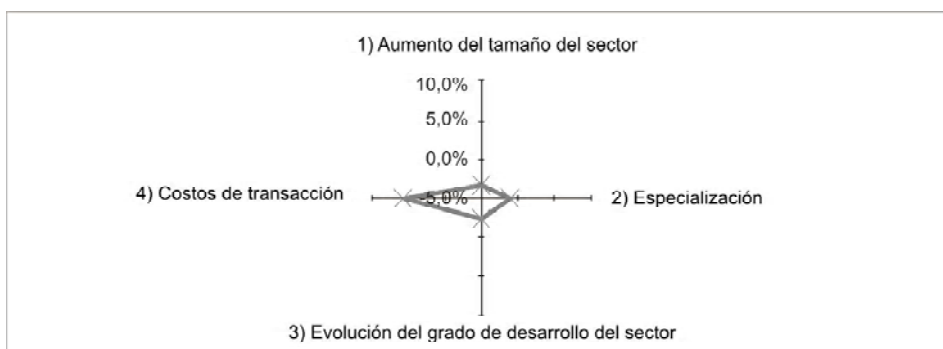
La variación porcentual agregada promedio de la división del trabajo para el caso peruano muestra un valor de $-0,232\%$, que para nuestro índice VPADT es de $-0,25$. Esto indica que allí existe una desaceleración leve de la división del trabajo en el mercado eléctrico (véanse la tabla 20 y la figura 20).

TABLA 20
PERÚ: COMPORTAMIENTO DE LOS CUATRO SUB INDICADORES

1) Aumento del tamaño del sector	-3,28%
2) Especialización	-1,01%
3) Evolución del grado de desarrollo del sector	-2,41%
4) Costos de transacción	5,76%

Fuente: elaboración propia.

FIGURA 20
PERÚ: COMPORTAMIENTO DE LOS CUATRO SUB INDICADORES



Fuente: elaboración propia.

VENEZUELA

Aumento del tamaño del sector

El valor del sub indicador de VPPATS para el caso venezolano muestra un decrecimiento promedio de 11,7% (véanse la tabla 21 y la figura 21).

Especialización

Este sub ítem muestra un crecimiento promedio de 4,65% (véanse la tabla 22 y la figura 22).

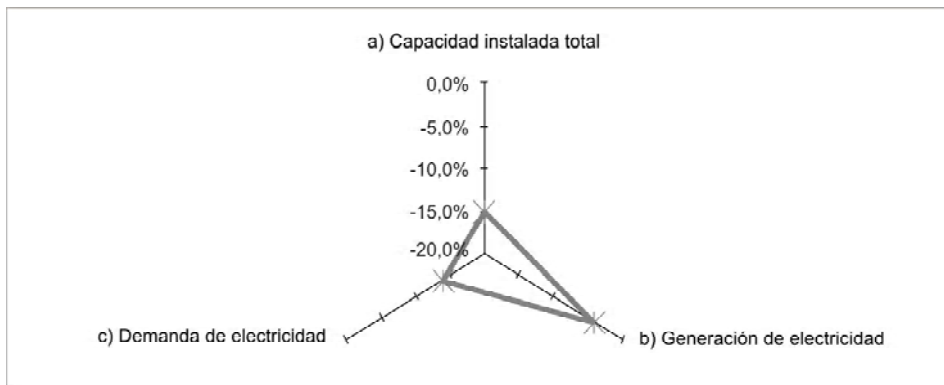
TABLA 21

VENEZUELA: AUMENTO DEL TAMAÑO DEL SECTOR

a) Capacidad instalada total	-15,11%
b) Generación de electricidad	-3,96%
c) Demanda de electricidad	-13,99%

Fuente: elaboración propia.

FIGURA 21
VENEZUELA: AUMENTO DEL TAMAÑO DEL SECTOR



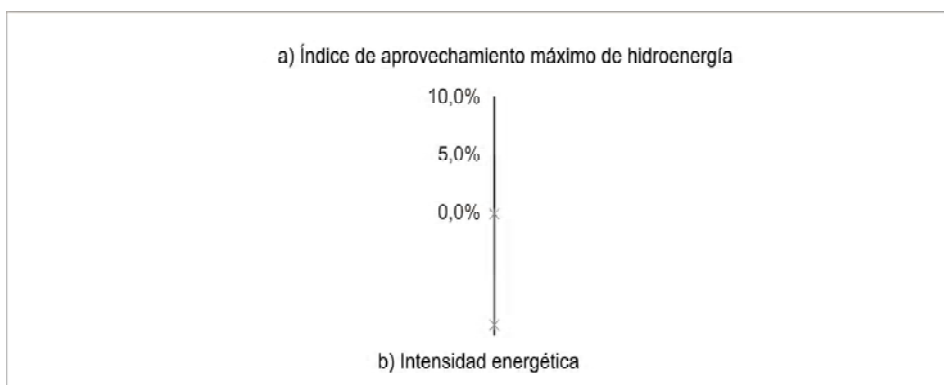
Fuente: elaboración propia.

TABLA 22
VENEZUELA: ESPECIALIZACIÓN

a) Índice de aprovechamiento máximo de hidroenergía	0,16%
b) Intensidad eléctrica	9,14%

Fuente: elaboración propia.

FIGURA 22
VENEZUELA: ESPECIALIZACIÓN



Fuente: elaboración propia.

Evolución del grado de desarrollo del sector

El valor presenta un decrecimiento promedio de 12,93% (véanse la tabla 23 y la figura 23).

TABLA 23

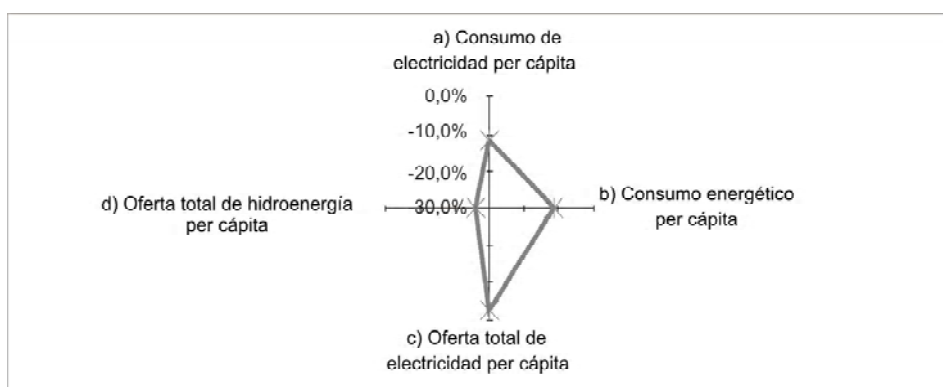
VENEZUELA: EVOLUCIÓN DEL GRADO DE DESARROLLO DEL SECTOR

a) Consumo de electricidad per cápita	-11,61%
b) Consumo energético per cápita	-11,61%
c) Oferta total de electricidad per cápita	-2,50%
d) Oferta total de hidroenergía per cápita	-25,99%

Fuente: elaboración propia.

FIGURA 23

VENEZUELA: EVOLUCIÓN DEL GRADO DE DESARROLLO DEL SECTOR



Fuente: elaboración propia.

Costos de transacción

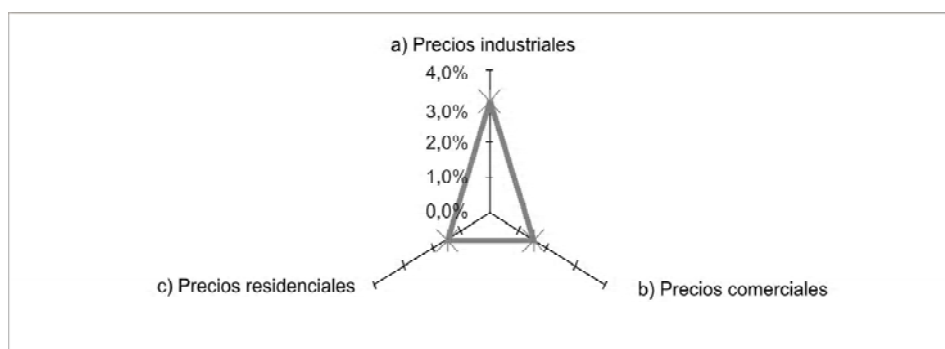
El sub indicador VPPCT para Venezuela revela un valor promedio de 2,04% en crecimiento (véanse la tabla 24 y la figura 24).

TABLA 24
VENEZUELA: COSTOS DE TRANSACCIÓN

a) Precios industriales	3,10%
b) Precios comerciales	1,54%
c) Precios residenciales	1,48%

Fuente: elaboración propia.

FIGURA 24
VENEZUELA: COSTOS DE TRANSACCIÓN



Fuente: elaboración propia.

Comportamiento de los cuatro sub indicadores

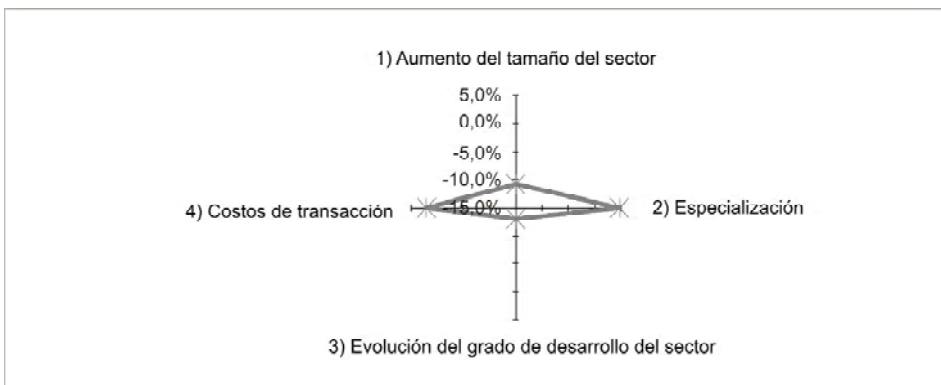
La variación porcentual agregada promedio de la división del trabajo en Venezuela tiene un valor de -4,31%, que para el índice VPADT es de -0,25; esto indica que existe una desaceleración leve de la división del trabajo en el mercado eléctrico venezolano (véanse la tabla 25 y la figura 25).

TABLA 25
VENEZUELA: COMPORTAMIENTO DE LOS CUATRO SUB INDICADORES

1) Aumento del tamaño del sector	-11,02%
2) Especialización	4,65%
3) Evolución del grado de desarrollo del sector	-12,93%
4) Costos de transacción	2,04%

Fuente: elaboración propia.

FIGURA 25
VENEZUELA: COMPORTAMIENTO DE LOS CUATRO SUB INDICADORES

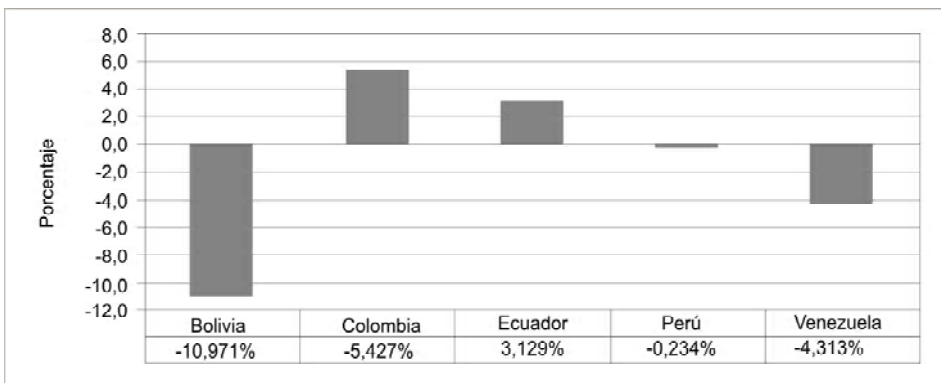


Fuente: elaboración propia.

RESULTADOS GENERALES

La figura 26 resume la variación porcentual promedio de la división del trabajo para Bolivia, Ecuador, Colombia, Perú y Venezuela.

FIGURA 26
PROMEDIO DE LOS INDICADORES POR CARACTERÍSTICAS DE LA DIVISIÓN DEL TRABAJO



Fuente: elaboración propia.

La tabla 26, por su parte, muestra los resultados agregados para la aplicación metodológica en la región andina, y resume todos los cálculos obtenidos con la aplicación de la metodología señalada en páginas anteriores.

TABLA 26
RESULTADOS AGREGADOS

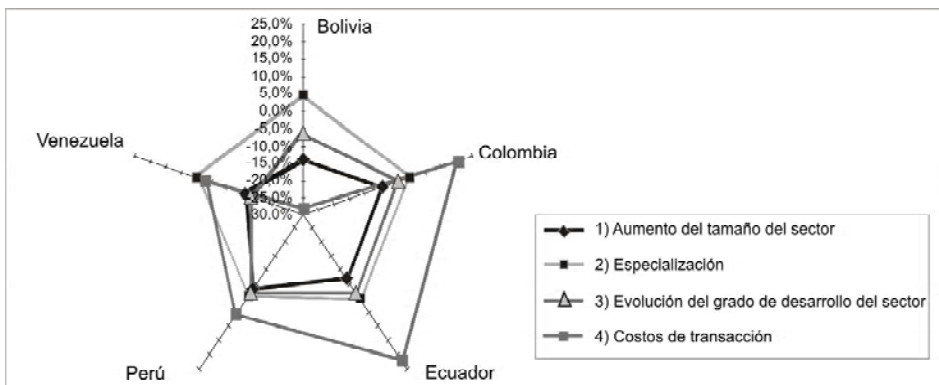
DIVISIÓN DEL TRABAJO	BOLIVIA	COLOMBIA	ECUADOR	PERÚ	VENEZUELA
1) AUMENTO DEL TAMAÑO DEL SECTOR					
a) Capacidad instalada total	-35,02%	-12,94%	-1,15%	-6,55%	-15,11%
b) Generación de electricidad	-2,87%	0,78%	-14,30%	-3,27%	-3,96%
c) Demanda de electricidad	-4,44%	0,24%	-6,05%	-0,01%	-13,99%
2) ESPECIALIZACIÓN					
a) Índice de aprovechamiento					
máximo de hidroenergía	2,68%	4,06%	-0,86%	1,26%	0,16%
b) Intensidad eléctrica	6,34%	5,43%	1,01%	-3,29%	9,14%
3) EVOLUCIÓN DEL GRADO DE DESARROLLO DEL SECTOR					
a) Consumo de electricidad					
per cápita	-7,94%	-1,54%	-6,08%	0,21%	-11,61%
b) Consumo energético					
per cápita	-3,06%	2,60%	-6,08%	0,21%	-11,61%
c) Oferta total de electricidad					
per cápita	-2,26%	0,50%	-2,95%	-2,32%	-2,50%
d) Oferta total de hidroenergía					
per cápita	-12,24%	1,22%	6,25%	-7,74%	-25,99%
4) COSTOS DE TRANSACCIÓN					
a) Precios industriales	-36,29%	53,62%	6,15%	19,07%	3,10%
b) Precios comerciales	-26,80%	-4,61%	23,79%	-2,41%	1,54%
c) Precios residenciales	-20,64%	11,70%	35,52%	0,62%	1,48%
1) AUMENTO DEL TAMAÑO DEL SECTOR	-14,11%	-3,97%	-7,17%	-3,28%	-11,02%
2) ESPECIALIZACIÓN	4,51%	4,75%	0,08%	-1,01%	4,65%
3) EVOLUCIÓN DEL GRADO DE DESARROLLO DEL SECTOR	-6,37%	0,70%	-2,22%	-2,41%	-12,93%
4) COSTOS DE TRANSACCIÓN	-27,91%	20,24%	21,82%	5,76%	2,04%
VPADT división trabajo	-0,75	0,5	0,25	-0,25	-0,25

Fuente: elaboración propia.

La figura 27 contiene un resumen del comportamiento, en variación porcentual promedio, de los sub indicadores utilizados para calcular el indicador VPADT.

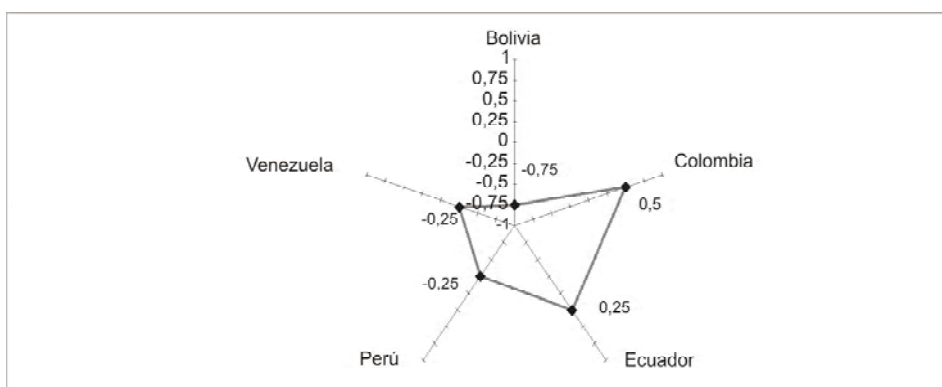
La figura 28, a su vez, resume el indicador VPADT para cada uno de los cinco países analizados, de acuerdo con la metodología propuesta.

FIGURA 27
CARACTERÍSTICAS DE LA DIVISIÓN DEL TRABAJO



Fuente: elaboración propia.

FIGURA 28
INDICADOR DIVISIÓN DEL TRABAJO



Fuente: elaboración propia.

TENDENCIAS DE INNOVACIÓN

Durante su existencia de más de un siglo, el sector eléctrico en la región andina ha vivido un proceso histórico lleno de sucesos, progresos y conflictos relacionados con la estructura económica y con la política que en materia de desarrollo eléctrico ha venido adelantando cada país. Una forma de analizar la evolución del mercado eléctrico es a través de su recorrido histórico, identificando las innovaciones presentadas y su coevolución, desde el siglo veinte hasta inicios del veintiuno. El análisis de la coevolución buscar responder a dos preguntas:

- * ¿Qué tipos de innovación se han presentado preponderantemente a través de la historia del sector?
- * ¿Cómo se han distribuido las diversas formas de innovación a lo largo de la historia?

Tal como se expuso en páginas anteriores, se caracterizan cuatro tipos de innovación –tecnológicas, organizativas, financieras y de mercado–, las que se han presentado en el mercado eléctrico a lo largo de su historia. Se analizan por cada país de la región, debido a que la primera conclusión fue que cada uno tiene un desarrollo histórico muy particular.

A continuación presentamos los resultados encontrados en el barrido histórico para cada uno de los países de la CAN¹.

Bolivia

La tabla 27 muestra los tres periodos analizados para el caso boliviano: el primero comprende desde 1900, año en el que se inició la prestación del servicio de electricidad, hasta 1961, cuando empezó a funcionar la Empresa Nacional de Electricidad (Ende), que se constituyó efectivamente en 1962. En este periodo se encontraron trece innovaciones principales en el mercado eléctrico boliviano. En el segundo, entre 1962 y 1994, año en que se expide la ley de electricidad y se hace una reforma significativa en el marco regulador boliviano, se encontraron un total de diecisiete innovaciones. En el tercer periodo, comprendido entre 1995 y 2004,

1 En los Anexos se encontrarán las matrices de innovación de cada uno de los países.

se hallaron cuarenta y una, siendo las más significativas las financieras, que fueron diecinueve.

Durante el primer periodo el mayor número de innovaciones fueron las financieras, seguidas, en igual cantidad cada una, por las tecnológicas, las organizativas y las de mercado. En el segundo período –1962-1994–, el número de innovaciones de tipo organizativo fue mayor, seguido por las financieras, las tecnológicas y, por último, las de mercado. El tercer periodo estudiado –1995-2004– se destaca porque las financieras fueron las más numerosas, seguidas de las de tipo organizativo, y, en cantidad menor, las de mercado y tecnológicas.

TABLA 27

NÚMERO DE INNOVACIONES EN EL SECTOR ELÉCTRICO BOLIVIANO, 1900-2004

INNOVACIONES	1900-1961	1962-1994	1995-2004
Tecnológicas	3	3	2
Innovaciones organizativas	3	8	16
Innovaciones financieras	4	4	19
Innovaciones mercado	3	2	4
Total de innovaciones por periodo	13	17	41

Fuente: elaboración propia.

La figura 29 presenta el comportamiento de la participación porcentual de los cuatro tipos de innovaciones analizados en Bolivia.

Colombia

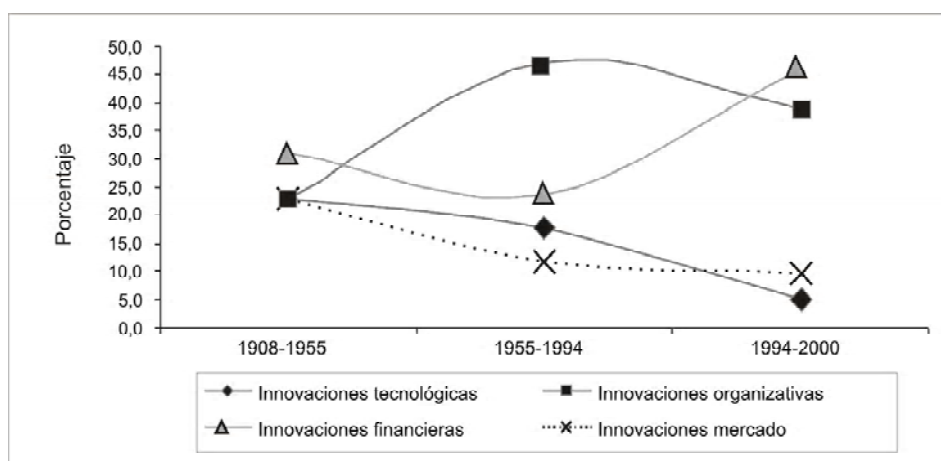
Como se aprecia en los resultados consolidados (véase la tabla 28), el primer periodo en Colombia va desde finales del siglo diecinueve hasta finales de la década de 1940, periodo durante el cual el mayor número de innovaciones correspondió a las tecnológicas, seguidas por las de tipo organizativo, las financieras, y, en menor número, las de mercado. Para el segundo periodo, comprendido entre las décadas de 1950 y 1980, año en el que se empezó a desarrollar con mayor intensidad la capacidad de expansión de generación en el país, las innovaciones de tipo organizativo y las tecnológicas tuvieron el

mismo número, seguidas de las de mercado y, en menor medida, de las financieras.

En el tercer periodo –1980-1993, un año antes de la expedición de las leyes 193 –ley eléctrica– y 194 –de servicios públicos–, las innovaciones tecnológicas fueron, de nuevo, las más numerosas, seguidas de las financieras, las organizativas y, en cantidad menor, las de mercado. En el cuarto periodo analizado –1994-2004– encontramos que –así como en el de 1950-1980– las organizativas fueron las más numerosas, seguidas de las financieras, las tecnológicas y las de mercado.

FIGURA 29

PORCENTAJE DE INNOVACIONES EN EL SECTOR ELÉCTRICO BOLIVIANO, 1900-2004



Fuente: elaboración propia.

TABLA 28

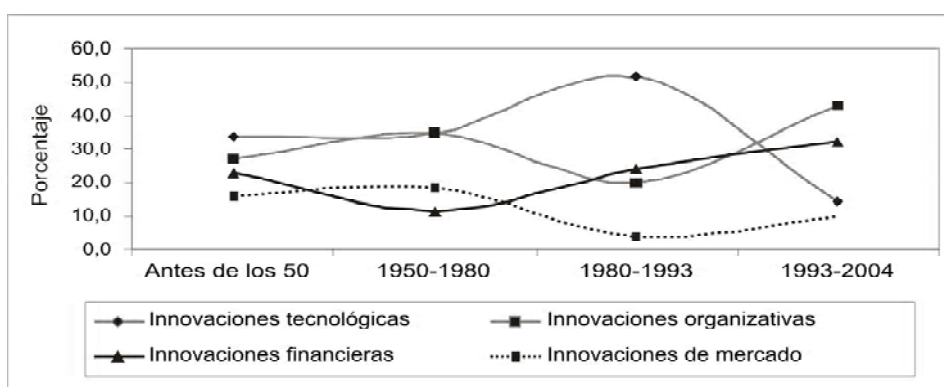
NÚMERO DE INNOVACIONES EN EL SECTOR ELÉCTRICO COLOMBIANO, ANTES DE LOS 50-2004

INNOVACIONES	ANTES DE LOS 50	1950-1980	1981-1993	1994-2004
Tecnológicas	19	21	13	7
Organizativas	15	21	5	21
Financieras	13	7	6	16
De mercado	9	11	1	5
Total de innovaciones por periodo	56	60	25	49

Fuente: elaboración propia.

La figura 30 presenta la participación porcentual de los cuatro tipos de innovaciones analizadas para Colombia.

FIGURA 30
PORCENTAJE DE INNOVACIONES EN EL SECTOR ELÉCTRICO COLOMBIANO,
ANTES DE LOS 50-2004



Fuente: elaboración propia.

Ecuador

En el caso ecuatoriano el análisis consistió también en un barrido histórico de los cuatro tipos de innovaciones. En Ecuador el primer periodo va desde 1870 hasta 1940, año en el cual empezaron a redistribuirse las funciones reguladoras. En este lapso las innovaciones de mercado fueron las más numerosas. El segundo periodo de análisis comprende desde 1940 hasta 1961, año en el que se expidió la ley básica de electrificación, y las innovaciones financieras fueron la mayoría. El tercer periodo va desde 1961 hasta 1996, cuando se estableció la ley del régimen del sector eléctrico. En este caso, las innovaciones organizativas fueron las que se presentaron más, seguidas de las tecnológicas y de mercado. En el cuarto periodo analizado, el comprendido entre 1996 y 2004, se encuentra un número mayor de innovaciones financieras, seguidas de las organizativas y las de mercado, y, con una cantidad menor, las tecnológicas (véase la tabla 29).

TABLA 29

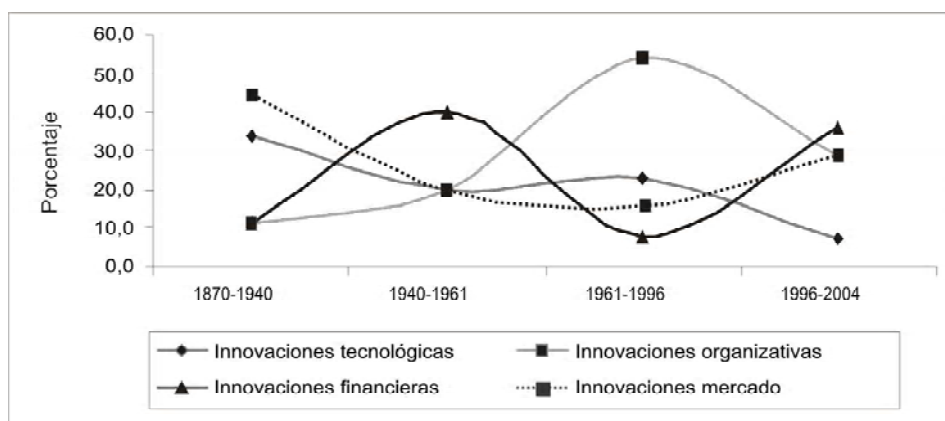
NÚMERO DE INNOVACIONES EN EL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO, 1870-2004

INNOVACIONES	1870-1940	1940-1961	1961-1996	1996-2004
Tecnológicas	3	1	3	1
Organizativas	1	1	7	4
Financieras	1	2	1	5
De mercado	4	1	2	4
Total de innovaciones por periodo	9	5	13	14

Fuente: elaboración propia.

FIGURA 31

PORCENTAJE DE INNOVACIONES EN EL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO, 1870-2004



Fuente: elaboración propia.

Perú

En Perú, el primer periodo va desde finales de 1885 hasta 1945, cuando se empezaron a dar incentivos estatales significativos para atraer la inversión extranjera en el sector eléctrico; en este caso se destaca el mayor número de innovaciones tecnológicas, seguidas por las de mercado, las de tipo organizativo y, en menor medida, las financieras. En el segundo periodo de análisis –1945-1972, año en el que se constituyó Electroperú como fusión de cuatro empresas públicas–, las innovaciones organizativas fueron las más numerosas, por un margen escaso, seguidas por las financieras y las de mercado. En el tercero, que va de 1972 a 1992 –año

en el que hubo cambios significativos en el mercado eléctrico, como la definición de los nuevos objetivos para el sector por medio de la ley de concesiones eléctricas, la creación del comité de operación del sistema y la creación de la comisión de tarifas eléctricas— las innovaciones financieras fueron las más frecuentes, seguidas de las tecnológicas, las organizativas y, en cantidad menor, las de mercado. Por último, en el cuarto periodo analizado —1992-2004— de nuevo las innovaciones financieras ocuparon el primer lugar, seguidas de las de tipo organizativo, de las tecnológicas y de las de mercado (véanse la tabla 30 y la figura 32).

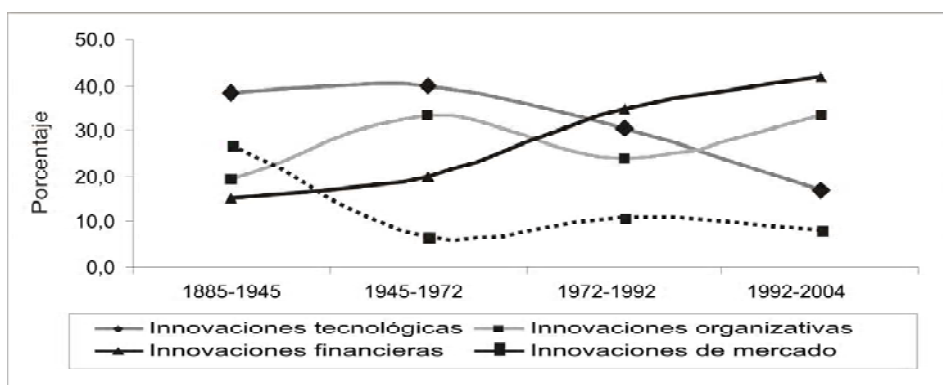
La figura 32 presenta el comportamiento de la participación porcentual de las cuatro innovaciones analizadas.

TABLA 30
NÚMERO DE INNOVACIONES EN EL SECTOR ELÉCTRICO PERUANO,
1885-2004

INNOVACIONES	1885-1945	1945-1972	1972-1992	1992-2004
Tecnológicas	10	6	14	8
Organizativas	5	5	11	16
Financieras	4	3	16	20
De mercado	7	1	5	4
Total de innovaciones por periodo	26	15	46	48

Fuente: elaboración propia.

FIGURA 32
PORCENTAJE DE INNOVACIONES EN EL SECTOR ELÉCTRICO PERUANO, 1885-2004



Fuente: elaboración propia.

Venezuela

El primer periodo en Venezuela va desde finales de 1873 hasta 1942, cuando se creó la empresa Luz y Fuerza Eléctrica de Venezuela; en este lapso se destacan las innovaciones de mercado, seguidas por las tecnológicas y, en menor número, por las financieras y las organizativas (véanse la tabla 31 y la figura 33). En el segundo periodo de análisis –1943-1966–, año anterior a la fundación del Comité de Electricidad (Codelectra), las organizativas fueron la mayoría; las tecnológicas estuvieron después y en menor número las financieras y de mercado. En el tercer lapso, comprendido entre 1967 y 1998, las innovaciones organizativas fueron las más numerosas, seguidas por las tecnológicas, las de mercado y las financieras. Por último, en el cuarto periodo –1999, año en que se promulgó la ley del servicio eléctrico, y 2004– las financieras se presentaron más, después estuvieron las organizativas y las tecnológicas, en igual número, y no se encontraron de mercado.

TABLA 31

NÚMERO DE INNOVACIONES EN EL SECTOR ELÉCTRICO VENEZOLANO, 1873-2004

INNOVACIONES	1873-1942	1943-1966	1967-1998	1999-2004
Tecnológicas	8	3	5	3
Organizativas	3	6	6	3
Financieras	4	3	3	5
De mercado	10	1	4	0
Total de innovaciones por periodo	25	13	18	11

Fuente: elaboración propia.

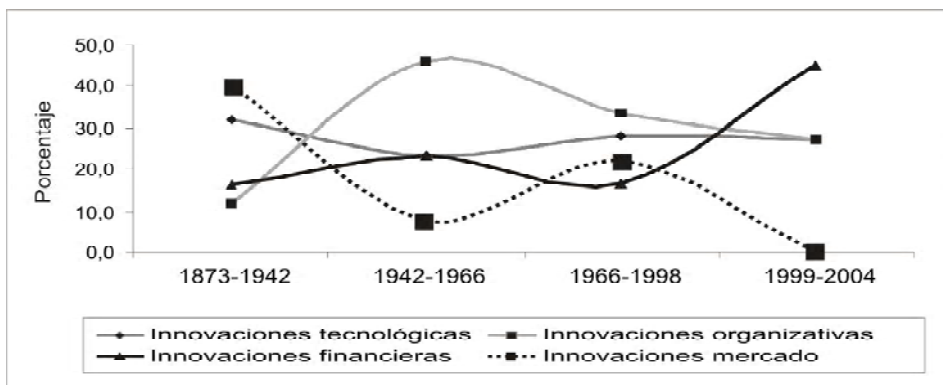
En la figura 33 se ilustra el comportamiento de la participación porcentual de los cuatro tipos de innovaciones analizados para Venezuela.

RESULTADOS AGREGADOS POR REGIÓN

Al analizar la variación en las tasas de crecimiento y decrecimiento de los diferentes tipos de innovación a través del tiempo se encuentra que Colombia y Ecuador presentan tasas positivas de aceleración promedio en las innovaciones encontradas; y que Venezuela, Perú y Bolivia, en ese orden, tienen las tasas de desaceleración más altas en sus procesos de innovación (véase la figura 34).

FIGURA 33

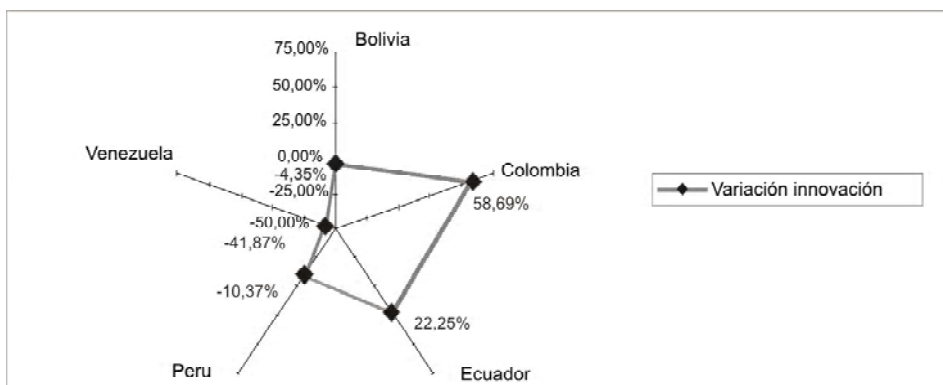
PORCENTAJE DE INNOVACIONES EN EL SECTOR ELÉCTRICO VENEZOLANO, 1873-2004



Fuente: elaboración propia.

FIGURA 34

VARIACIÓN PROMEDIO DE LAS INNOVACIONES:
BOLIVIA, ECUADOR, COLOMBIA, PERÚ Y VENEZUELA



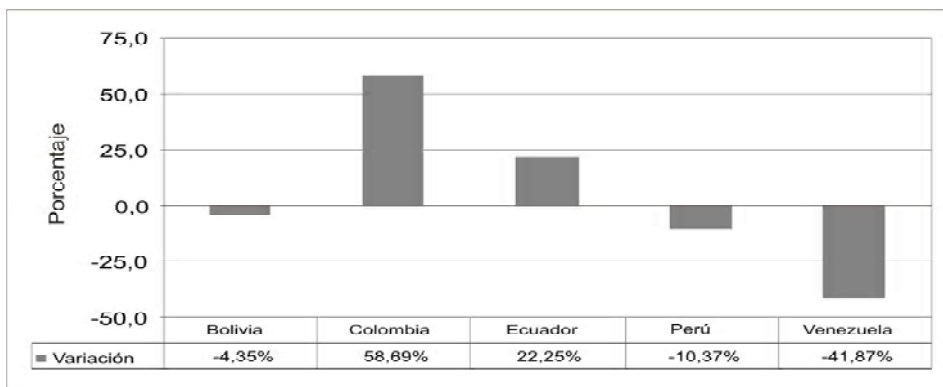
Fuente: elaboración propia.

Este mismo análisis descriptivo se puede observar con mayor claridad en la figura 35.

En la figura 36 se muestra el comportamiento desagregado de la aceleración o desaceleración que presenta a través del tiempo cada tipo de innovación.

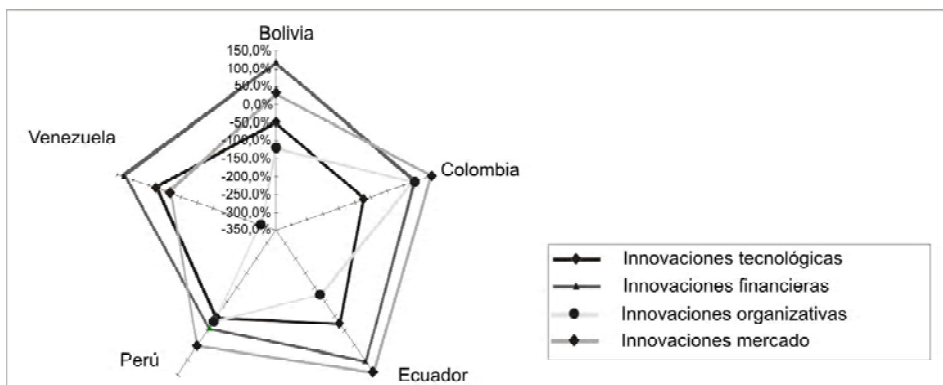
De acuerdo con la metodología, la tabla 32 presenta el comportamiento de cada país, de acuerdo con el indicador planteado.

FIGURA 35
 VARIACIÓN PROMEDIO DE LAS INNOVACIONES:
 BOLIVIA, ECUADOR, COLOMBIA, PERÚ Y VENEZUELA



Fuente: elaboración propia.

FIGURA 36
 ACELERACIÓN O DESACELERACIÓN PROMEDIO, POR INNOVACIÓN:
 BOLIVIA, ECUADOR, COLOMBIA, PERÚ Y VENEZUELA



Fuente: elaboración propia.

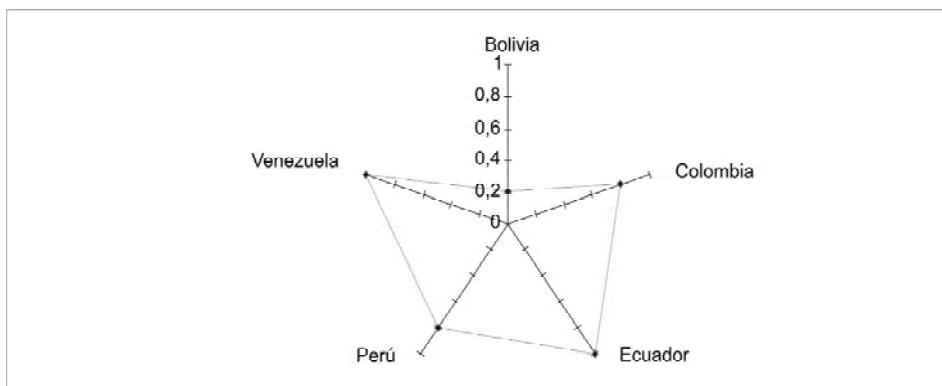
TABLA 32
INDICADOR DE INNOVACIÓN

	BOLIVIA	COLOMBIA	ECUADOR	PERÚ	VENEZUELA
Tendencias de innovación	0,2	0,8	1	0,8	1

Fuente: elaboración propia.

En Bolivia encontramos que las innovaciones jalonadoras o con mayor participación promedio a través del tiempo son las de tipo organizativo; en Colombia y Perú determinamos que las tecnológicas son las que presentan una mayor intervención en promedio; en Ecuador hallamos que las de mercado y las organizativas tienen una mayor tasa de injerencia en promedio a través de la historia de su mercado eléctrico; y en Venezuela establecimos que las organizativas y las de tipo tecnológico son las de tasas de participación más altas en promedio (véase la figura 37).

FIGURA 37
INNOVACIONES JALONADORAS PROMEDIO:
BOLIVIA, COLOMBIA, ECUADOR, PERÚ Y VENEZUELA



Fuente: elaboración propia.

Capítulo 4

Aplicación de la metodología organización industrial a los países de la región andina

MARIO GARCÍA MOLINA • CARLOS ANDRÉS SUÁREZ

BOLIVIA

ÍNDICE DE LA CAPACIDAD DE EJERCER PODER DE MERCADO EN LA ACTIVIDAD DE GENERACIÓN

Existe información disponible para el periodo 1999-2004. Durante 1999 y 2000, el índice tuvo sus valores mínimos, 0,56 y 0,59, respectivamente, debido a que el indicador de poder de mercado en momentos de máxima demanda toma el valor de 1. Esto puede ser indicio de que durante los años posteriores se redujo el poder de monopolio en la generación en los momentos de máxima demanda, lo que sería una señal positiva en la evolución del mercado eléctrico boliviano, con miras a una mayor liberalización de la competencia en el sector de generación. Sin embargo, esta señal coincide en el año 2000 con una fuerte caída en el PIB, de la que el país no se ha recuperado hasta la fecha. La disminución en la actividad económica afecta seriamente la demanda máxima y, por tanto, la franja de potencia, haciendo que el indicador propuesto tome valores menores. En consecuencia, es necesario ser cuidadosos en la interpretación del indicador de monopolio en momentos de máxima demanda. Se tendrán pistas más claras al respecto cuando el país logre recuperarse por completo de la caída en el producto.

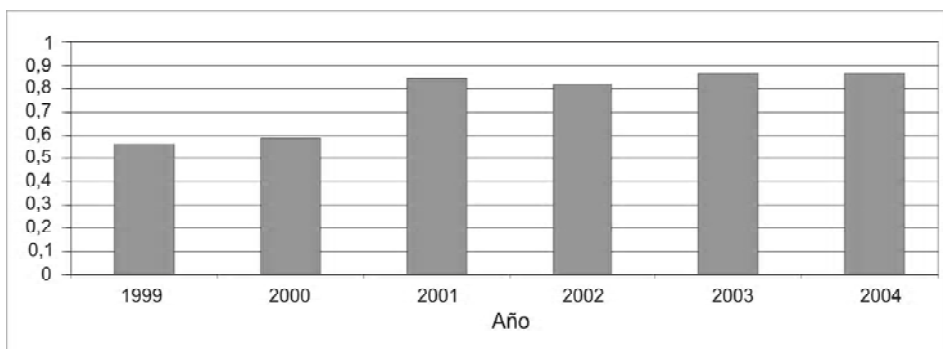
Los comportamientos descritos para el índice de la capacidad de ejercer poder de mercado en la actividad de generación se reflejan claramente en el salto que sufren sus valores a partir de 2001 (véase la figura 1).

Por otra parte, en el periodo 1998-2004 el índice de Herfindahl-Hirschman tuvo valores entre 3.799, en 1999, y 2.653, en 2002; esto indica que bajo una interpretación tradicional, según las tablas de Herfindahl-Hirshman, la industria es un oligopolio concentrado. Teniendo en cuenta la inelasticidad de la demanda de electricidad, es de esperarse que con este nivel de concentración la industria

esté bastante lejos de un ambiente competitivo. Como se puede observar en la figura 2, la tendencia de este índice fue claramente descendente entre 1999 y 2002; sin embargo, durante 2003 y 2004 ha tendido a estancarse. Este fenómeno se debe a la disminución de la participación de la empresa generadora más grande de Bolivia, Corani S. A., que pasó de poseer 52% de la capacidad en 1999 a 41% en 2002, y al aumento importante de la participación de la empresa Hidroeléctrica Boliviana S. A., que en 2002 alcanzó una participación de 7,5%.

FIGURA 1

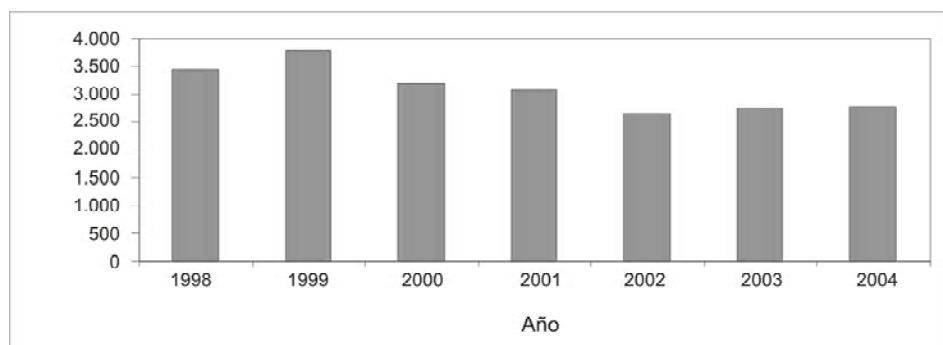
BOLIVIA: ÍNDICE DE LA CAPACIDAD DE EJERCER PODER DE MERCADO
EN LA ACTIVIDAD DE GENERACIÓN, 1999-2004



Fuente: elaboración propia.

FIGURA 2

BOLIVIA: ÍNDICE DE HERFINDAHL-HIRSCHMAN
PARA EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL, 1998-2004



Fuente: elaboración propia.

El componente del índice relacionado con la integración entre las empresas en actividades de generación y de transporte no varía durante el periodo bajo análisis, dado que el artículo 15 de la ley 1604 de 1994 exige la separación vertical de dichas actividades. Visto lo anterior, es claro que las posibles fuentes de poder de mercado en la actividad de generación en el mercado están enraizadas en la alta concentración de la industria. La empresa con mayor participación, Corani S. A., posee alrededor de 43% de la capacidad de generación, y las cuatro empresas más grandes acaparan 90% del mercado eléctrico del sistema interconectado nacional (SIN).

Es menester que, antes de permitir la desregulación completa de la competencia del sector generador, las autoridades reguladoras impulsen la desconcentración de la industria mediante la escisión de las empresas más grandes y el estímulo a la vinculación a la competencia de nuevos inversionistas. El decrecimiento del índice de Herfindahl-Hirschman tuvo un ritmo promedio de 3,1% por año. A este ritmo, un grado de oligopolio moderado bajo la interpretación tradicional de este índice sólo se alcanzaría en 2018, y una industria competitiva hacia 2037. Por tal razón, si se pretende dejar el sector a las fuerzas de la competencia e iniciativa privada, las autoridades eléctricas deben incentivar el grado de competencia en la actividad de generación.

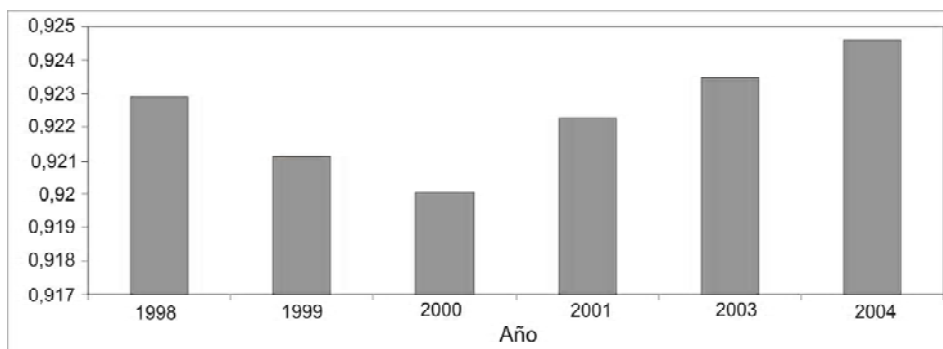
ÍNDICE DE LAS CARACTERÍSTICAS DE TRANSPORTE Y FORMAS DE TRANSACCIÓN DE LA ELECTRICIDAD

Considerando el mismo periodo que se tuvo en cuenta para el análisis del poder de mercado en el poder de generación, el índice de las características de transporte y formas de transacción de la electricidad toma valores entre 0,920 y 0,923, siendo el año 2000 el correspondiente al valor más bajo y 2003 el del valor más alto (véase la figura 3). Los cambios en el índice están ocasionados exclusivamente por la proporción de la energía transada en bolsa, que para todo el periodo son las más altas observadas en la región.

Debido a que los datos disponibles son posteriores a la reforma del sector, el índice no tiene cambios significativos.

Como se observa en la figura 3, los valores del índice de las características de transporte y de transacción de la energía eléctrica son bastante altos, lo que indica que las reformas impulsadas en esas dos actividades son coherentes con

FIGURA 3
BOLIVIA: ÍNDICE DE LAS CARACTERÍSTICAS DE TRANSPORTE
Y FORMAS DE TRANSACCIÓN DE LA ELECTRICIDAD, 1998-2004



Fuente: elaboración propia.

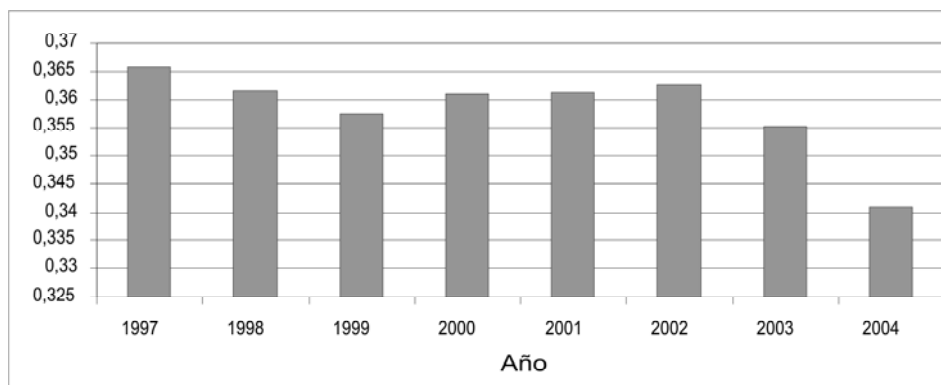
la liberalización del sector. Los pasos más importantes dados en Bolivia en lo referente a la reforma de funcionamiento del sector se resumen así: la promulgación de la ley de electricidad (1604 de 21 de diciembre de 1994); la aprobación de sus reglamentos mediante decreto supremo 24043 de 28 de junio de 1995; la transferencia de las empresas eléctricas de propiedad del estado al sector privado mediante los procesos de capitalización y privatización; la desintegración vertical y horizontal de las empresas eléctricas en el sistema interconectado nacional, las mismas que deberán estar desagregadas en empresas de generación, transmisión y distribución y dedicadas exclusivamente a una sola de estas actividades; el establecimiento de la Superintendencia de Electricidad, que inició su actividad en enero de 1996; la creación y funcionamiento, desde febrero de 1996, del Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC), como la entidad responsable de la coordinación de la operación técnica y administración del mercado eléctrico mayorista (MEM); y la conformación e inicio de la operación del MEM en mayo de 1996.

ÍNDICE DE LAS CONDICIONES DE COMPETENCIA MINORISTA Y DE ELECCIÓN POR PARTE DEL CONSUMIDOR FINAL

Durante el periodo 1997-2004 este índice toma valores entre 0,341 y 0,366 (véase la figura 4). Los bajos valores de este indicador se deben a la inexistencia

FIGURA 4

BOLIVIA: ÍNDICE DE LAS CONDICIONES DE COMPETENCIA MINORISTA Y DE ELECCIÓN POR PARTE DEL CONSUMIDOR FINAL, 1997-2004



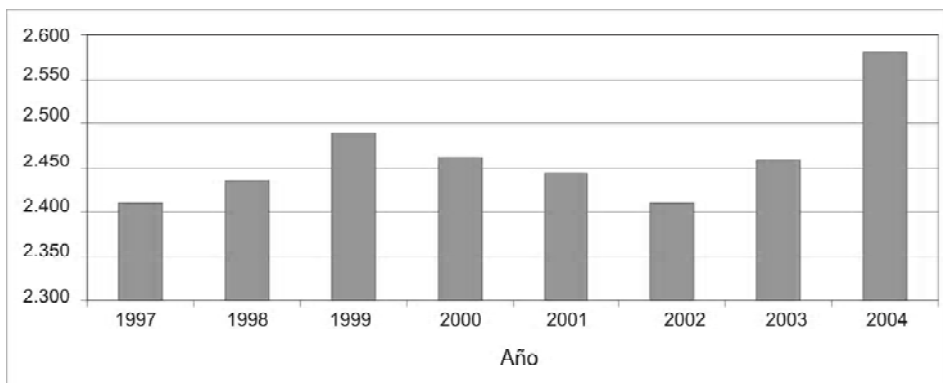
Fuente: elaboración propia.

de la figura del comercializador en el mercado boliviano de electricidad. La proporción de energía demandada por los consumidores no regulados es bastante baja, situándose entre 6,9% en 1997 y 2,7% en 2004, lo cual acentúa la tendencia decreciente del índice para el periodo bajo consideración. Por otra parte, en Bolivia los hogares no tienen la capacidad de elegir su proveedor de electricidad.

El índice de Herfindahl-Hirschman aplicado a la demanda de electricidad de cada uno de los distribuidores arroja valores entre 2.581 y 2.409, siendo 2004 el año en que toma el mayor valor, y 2002 el del menor (véase la figura 5). De acuerdo con una interpretación tradicional, esto indica una concentración de tipo oligopólico fuerte si se diera la aparición de un sector comercializador. El comportamiento de este índice de concentración es el que marca la tendencia del índice de las condiciones de competencia minorista, y no muestra ningún tipo de tendencia hacia la desintegración de la industria en el segmento minorista.

De acuerdo con lo anterior, se puede concluir que en el sector eléctrico boliviano aún no existen condiciones suficientes para emprender un proceso de liberalización de la industria en la actividad de comercialización. La poca participación de los consumidores finales no permite que sus decisiones de consumo se reflejen en el sistema de precios, y estos pueden ser distorsionados por el poder de mercado ostentado por las empresas de distribución. La empresa con mayor participación en la demanda CRE tuvo un porcentaje cercano a 36%, y las

FIGURA 5
BOLIVIA: ÍNDICE DE HERFINDAHL-HIRSCHMAN
PARA LA COMPETENCIA MINORISTA, 1997-2004



Fuente: elaboración propia.

cuatro empresas más grandes acaparan 87,3% de la demanda. Sin duda, las autoridades bolivianas deben considerar todos los argumentos presentados antes de profundizar las reformas de liberalización en el sector minorista de electricidad.

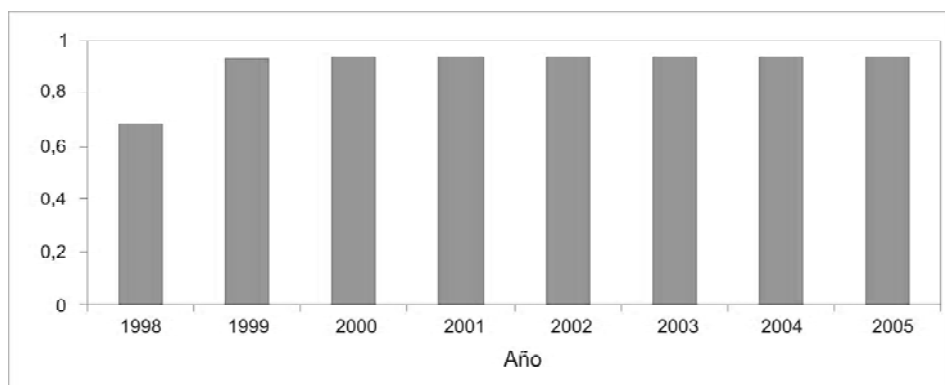
COLOMBIA

ÍNDICE DE LA CAPACIDAD DE EJERCER PODER DE MERCADO EN LA ACTIVIDAD DE GENERACIÓN

En este caso, la información abarca el periodo 1998-2005. En 1998, el índice tuvo un valor de 0,69, debido a que la empresa generadora Emgesa tenía una capacidad instalada mayor al negativo de la franja de potencia, lo que indicaría que en aquellos años ostentaba poder de monopolio en los momentos de máxima demanda.

Durante los años posteriores el indicador sufrió un salto (véase la figura 6). Sin embargo, no puede asegurarse que este se deba a la disminución en el poder de mercado de esta empresa en los momentos de máxima demanda, dado que a partir de 1998 el país entró en una fuerte recesión económica. El resultado de esta recesión fue una fuerte caída en la demanda de energía eléctrica y en la franja de potencia, sesgando el indicador propuesto hacia valores de 0. No

FIGURA 6
COLOMBIA: ÍNDICE DE LA CAPACIDAD DE EJERCER PODER DE MERCADO
EN LA ACTIVIDAD DE GENERACIÓN, 1998-2005

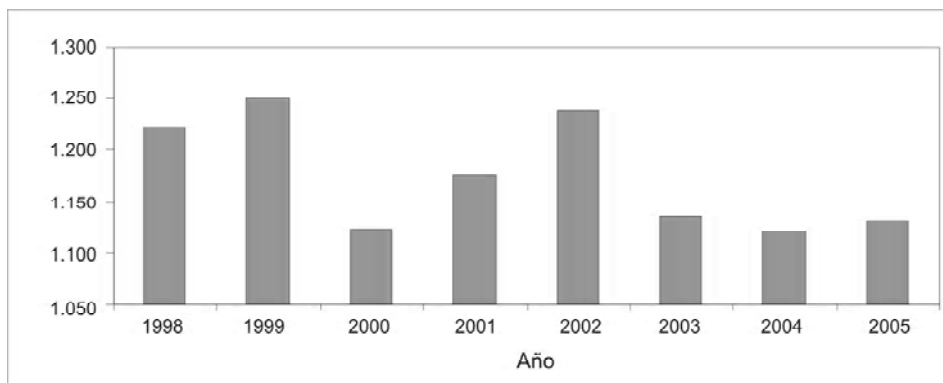


Fuente: elaboración propia.

obstante, durante 2005 se alcanzaron niveles de demanda de energía similares a los del periodo anterior a la recesión, y el indicador de monopolio en los momentos de máxima demanda arrojó un valor de 0, lo que es una buena señal sobre la evolución del poder de mercado en generación en el sector eléctrico colombiano.

Por su parte, en el periodo analizado el índice de Herfindahl-Hirschman para el sector de generación en Colombia toma valores entre 1.250 y 1.121; 1999 es el año en el que se encuentra la mayor concentración del mercado, y 2004 cuando se reporta la menor (véase la figura 7). Esto indica que, según una interpretación tradicional del índice, la industria eléctrica colombiana se configuraría como un oligopolio moderado. Sin embargo, las características de la elasticidad de la demanda del sector impiden afirmar categóricamente este hecho. Como es posible apreciar en la figura 8, el índice HH para Colombia no tiene una tendencia clara a la desconcentración, por lo que es necesario considerar mayores esfuerzos por parte de los organismos rectores del sector para lograr niveles cercanos a 1.000, que reflejen un sector de generación con un alto grado de competencia. El índice de Herfindahl-Hirschman en Colombia disminuyó durante el periodo considerado a un ritmo promedio de 0,92%. Bajo dicha tendencia y de acuerdo con una interpretación tradicional, en 2019 se alcanzaría un índice correspondiente a una industria competitiva.

FIGURA 7
COLOMBIA: ÍNDICE DE HERFINDAHL-HIRSCHMANN
PARA CAPACIDAD INSTALADA, 1998-2005



Fuente: elaboración propia.

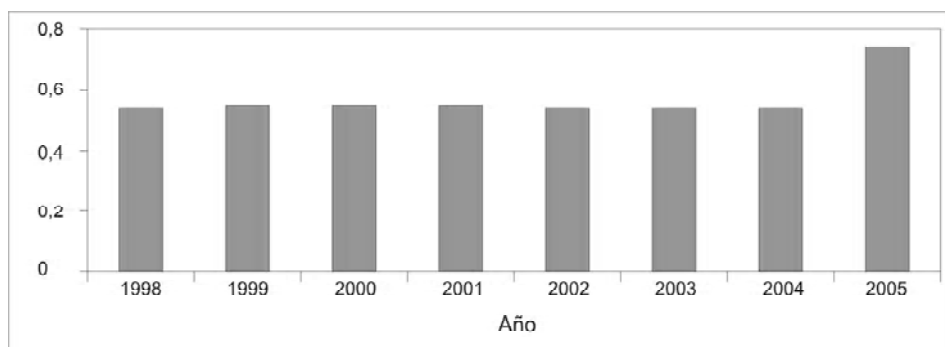
Es importante resaltar que a partir de 1999 este indicador determina la dinámica del índice de capacidad de ejercer poder de mercado en la actividad de generación, debido a que a partir de entonces no se modifican las variables restantes, como el grado de integración vertical y el poder de monopolio en los momentos de máxima demanda.

De acuerdo con las consideraciones anteriores, es posible concluir que el sector de generación de energía eléctrica en Colombia cumple con las condiciones necesarias que se exigen para permitir un mayor grado de liberalización. Los esfuerzos de las entidades reguladoras deben dirigirse a lograr menores niveles de concentración de la industria, de modo que el sector aumente su grado de competencia.

ÍNDICE DE LAS CARACTERÍSTICAS DE TRANSPORTE Y FORMAS DE TRANSACCIÓN DE LA ELECTRICIDAD

En el periodo 1998-2005 el índice de las características de transporte y formas de transacción de la electricidad toma valores entre 0,537 y 0,739: el más bajo en 2002, y el más alto en 2005 (véase la figura 8). En este último año, el índice tuvo un salto de casi dos décimas, debido a la escisión de la empresa transportadora ISA y el operador del mercado, que quedó en manos de XM.

FIGURA 8
COLOMBIA: ÍNDICE DE LAS CARACTERÍSTICAS DE TRANSPORTE
Y FORMAS DE TRANSACCIÓN DE LA ELECTRICIDAD, 1998-2005



Fuente: elaboración propia.

Antes de 2005, los cambios observados en el índice correspondían a la variación en la proporción de la energía transada en bolsa, que entre 1998 y 2004 estuvo entre 24,7% y 29%, siendo 2002 el año con el porcentaje más bajo, y 1999 el que tuvo el más alto. Esto revela que en el mercado colombiano de electricidad la mayor parte de la energía se negoció por medio de contratos bilaterales, lo que puede explicarse por la necesidad que tienen los agentes de asegurar sus ingresos futuros frente al riesgo de mercado inherente a la bolsa de energía.

Debido a que la mayoría de reformas del sector se llevaron a cabo con antelación al periodo de análisis (1998-2004), durante el periodo los valores del índice permanecieron muy estables. El libre acceso a las redes se impuso mediante la ley eléctrica en 1994, y el mercado de energía mayorista colombiano entró en funcionamiento en 1995.

Visto lo anterior se puede concluir que las reformas implantadas en Colombia en la actividad de transporte y en las formas de llevar a cabo las transacciones de electricidad son coherentes con un modelo de mercado eléctrico liberalizado. Los mayores retos para los entes reguladores del mercado eléctrico colombiano son el aumento de la participación de los agentes en las transacciones de la bolsa de energía y la inclusión de nuevos mecanismos financieros en la bolsa de energía, que permitan a los agentes cubrirse contra el riesgo de mercado. Es posible que con la implantación del sistema electrónico de contratos

estandarizados se logre avanzar en la coherencia de las características de la bolsa de energía con un mercado liberalizado.

ÍNDICE DE LAS CONDICIONES DE COMPETENCIA MINORISTA Y DE ELECCIÓN POR PARTE DEL CONSUMIDOR FINAL

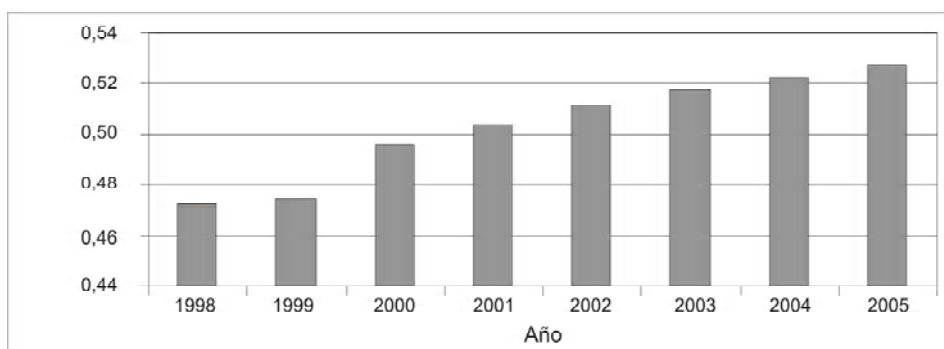
Para Colombia este análisis se hace para el periodo 1998-2005, durante el cual los valores varían entre 0,472, en 1998, y 0,527, en 2005 (véase la figura 9). El índice tiene una clara tendencia creciente.

Esta tendencia se explica por el comportamiento de dos variables: primero, en el periodo considerado la proporción de la demanda de los consumidores no regulados tiene una tendencia creciente, al pasar de 19% en 1998 a 31% en 2005 (véase la figura 10).

En segundo lugar, el índice de Herfindahl-Hirschman tomó valores entre 1.030, en 1999, y 733, en 2005, lo que indica que durante el periodo analizado la actividad de comercialización pasó de ser un oligopolio moderado a un sector competitivo. La tendencia del índice HH durante este periodo es decreciente (véase la figura 11).

FIGURA 9

COLOMBIA: ÍNDICE DE LAS CONDICIONES DE COMPETENCIA MINORISTA
Y DE ELECCIÓN DEL CONSUMIDOR FINAL, 1998-2005



Fuente: elaboración propia.

FIGURA 10

COLOMBIA: PORCENTAJE DE DEMANDA DE CONSUMIDORES NO REGULADOS, 1998-2005

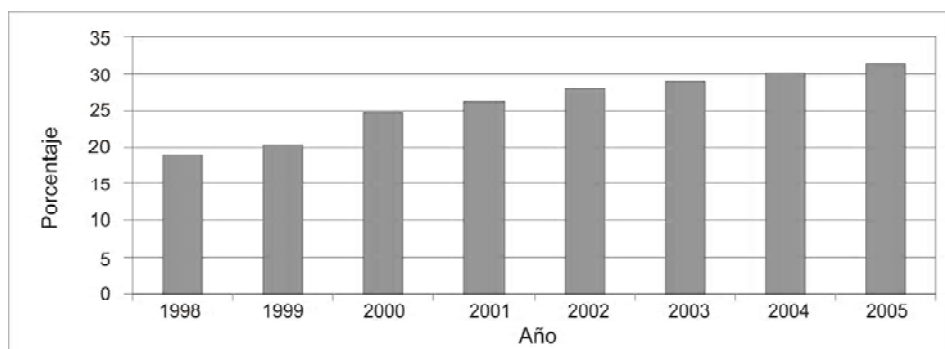
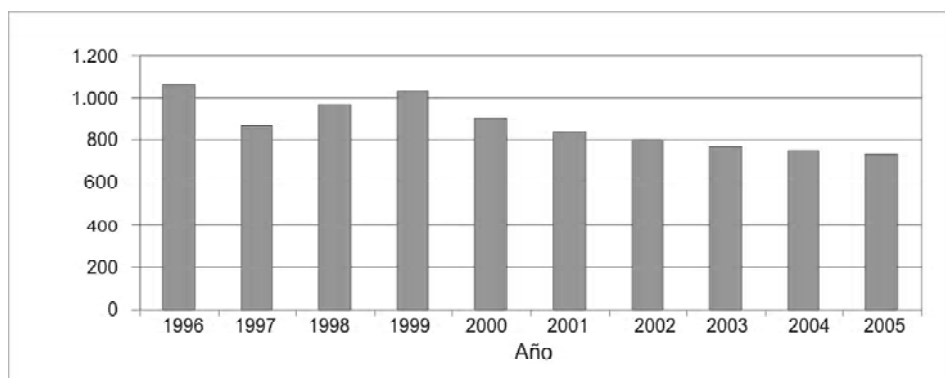
*Fuente:* elaboración propia.

FIGURA 11

COLOMBIA: ÍNDICE HERFINDAHL-HIRSCHMAN MINORISTA, 1996-2005

*Fuente:* elaboración propia.

De acuerdo con lo visto hasta el momento, es posible concluir que los esfuerzos de las autoridades rectoras del sector deben dirigirse a estimular la participación de los consumidores finales en la formación de las señales de precios, mediante el incremento de la proporción de consumidores no regulados y propendiendo a que los hogares tengan la capacidad de escoger a qué empresa minorista compran la energía. El índice de concentración observado en 2005 sugiere que ninguna empresa minorista está en capacidad de ejercer poder de

mercado, lo que representa una evolución positiva del mercado eléctrico con miras a una mayor liberalización del sector.

ECUADOR

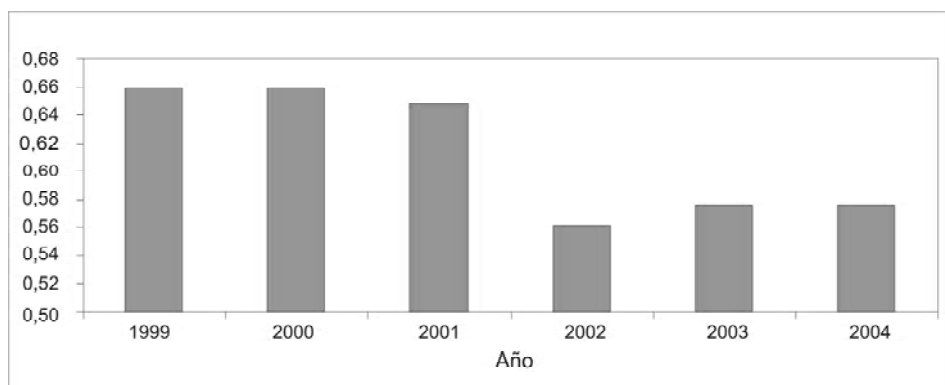
ÍNDICE DE LA CAPACIDAD DE EJERCER PODER DE MERCADO EN LA ACTIVIDAD DE GENERACIÓN

Durante el periodo 1999-2004 este índice fluctuó entre 0,576 en 2004 y 0,659 en 1999 (véase la figura 12), y tuvo una tendencia decreciente debido a que a partir de 2002 algunas empresas de generación –Ecoluz, Electroguayas, Electroquil, EMAAP-Q, Hidronación, Machala Power– empezaron a participar en el negocio de transporte en una proporción cada vez mayor. Además, el índice tuvo valores bajos durante todo el periodo porque en cada uno de los años es posible encontrar una firma con una capacidad instalada mayor a la franja de potencia. En 2002, la empresa Hidropaute poseía alrededor de 36% de la capacidad instalada del sistema eléctrico ecuatoriano.

Por otra parte, durante el periodo el índice de Herfindahl-Hirschman para la capacidad instalada de la actividad de generación arrojó valores entre 1.814, en 1999, y 1.847, en 2004 (véase la figura 13); esto indica que la industria se configura como un oligopolio concentrado, aun cuando sin estar lejos de pasar a ser un oligopolio moderado. Sin embargo, es importante anotar que aunque el índice HH no muestra una tendencia clara, al final del periodo se puede observar un leve incremento de la concentración de la industria eléctrica, en comparación con 1999.

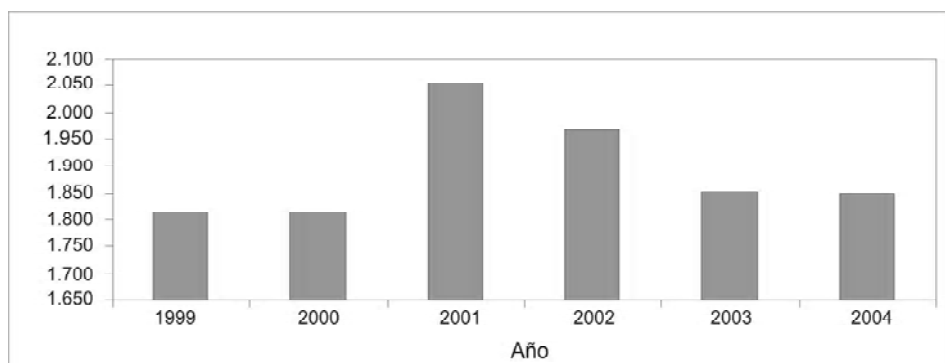
Visto lo anterior, es posible concluir que el sector generador ecuatoriano se ha estancado en su evolución, dado que no ha logrado disminuir su nivel de concentración ni ha podido resolver el problema del poder de monopolio en los momentos de demanda máxima. A la vez, las autoridades eléctricas han permitido que empresas generadoras participen en el negocio de transporte, lo que hace necesario un acervo regulador para la vigilancia del uso de las líneas por parte de las empresas comprometidas. Por tanto, si se quieren garantizar resultados deseables en términos de bienestar y eficiencia mediante la competencia privada, es importante considerar nuevas reformas en la actividad de generación, orientadas a disminuir la integración horizontal y la concentración de la actividad, y a evitar la integración vertical en el sector.

FIGURA 12
ECUADOR: ÍNDICE DE LA CAPACIDAD DE EJERCER PODER DE MERCADO
EN EL SECTOR DE GENERACIÓN, 1999-2004



Fuente: elaboración propia.

FIGURA 13
ECUADOR: ÍNDICE HERFINDAHL-HIRSCHMAN DE GENERACIÓN, 1999-2004

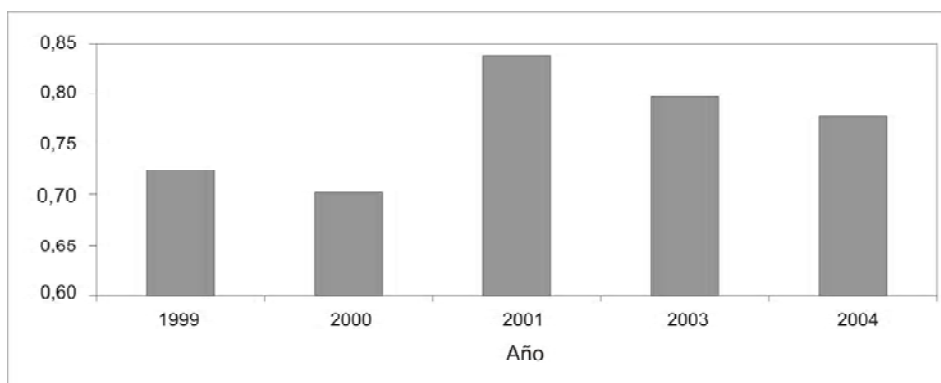


Fuente: elaboración propia.

ÍNDICE DE LAS CARACTERÍSTICAS DE TRANSPORTE Y FORMAS DE TRANSACCIÓN DE LA ELECTRICIDAD

El análisis de este indicador en Ecuador comprende el periodo 1999-2004, y el índice toma como valor máximo 0,838 en 2001 y como mínimo 0,725 en 1999 (véase la figura 14). En 1999 se consolida la entrada en funcionamiento de la bolsa de energía, y dos años más tarde se exige el libre acceso a las redes de

FIGURA 14
ECUADOR: ÍNDICE DE CARACTERÍSTICAS DE TRANSPORTE
Y DE LA BOLSA DE ENERGÍA, 1999-2004



Fuente: elaboración propia.

transporte, razón por la que en dicho año el indicador toma su mayor valor. A partir de 2002 decrece, debido al efecto que tiene la menor participación de la energía transada en bolsa en el total de las ventas de energía. El operador del mercado en Ecuador para el periodo de análisis ha sido independiente durante todos los años. A partir de 2002, la dinámica del índice está determinada por el comportamiento del porcentaje de energía negociada en bolsa, lo que indica que en el mercado ecuatoriano de electricidad es cada vez mayor el porcentaje negociado mediante contratos bilaterales.

De acuerdo con lo anterior, las reformas implantadas en Ecuador en la actividad de transporte y en las formas de transar la electricidad son coherentes con un ambiente de competencia. Los esfuerzos de las autoridades rectoras del sector eléctrico ecuatoriano deben dirigirse a diseñar nuevos mecanismos financieros que permitan a los agentes asignar eficientemente los riesgos de mercado. Esto incentivaría también a los agentes a tener mayor participación en la bolsa de energía.

ÍNDICE DE LAS CONDICIONES DE COMPETENCIA MINORISTA Y DE ELECCIÓN POR PARTE DEL CONSUMIDOR FINAL

En este caso el periodo analizado va de 1999 a 2004, año en el que el índice tuvo su mayor valor, 0,385; el menor, por su parte, fue en 2002, cuando alcanzó

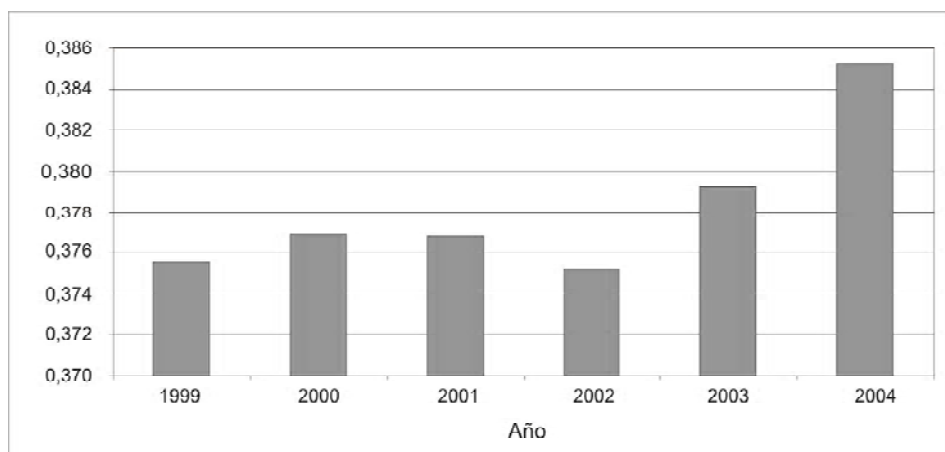
0,3752 (véase la figura 15). El índice no presenta grandes variaciones en el periodo, debido a que la proporción de consumidores no regulados en Ecuador es muy pequeña, entre 0 y 2,8%.

Por otra parte, el índice de Herfindahl-Hirschman aplicado a la actividad minorista tampoco presenta mayores variaciones, fluctuando entre 1.624 en 2000 y 1.718 en 2003, valores que indican que la actividad se configura como un oligopolio con poder de mercado moderado. El índice no refleja una tendencia clara hacia la desconcentración de la actividad. Al igual que para el resto de países de la región, los consumidores finales en el mercado ecuatoriano de electricidad aún no tienen la opción de escoger su proveedor.

De acuerdo con lo expuesto, aún es posible realizar esfuerzos en la implementación de reformas hacia la liberalización del segmento minorista del sector eléctrico ecuatoriano, que deben dirigirse, primero, a aumentar la participación de los consumidores no regulados en el mercado de la demanda; posteriormente, con el desarrollo del sector y avances en las reformas en instancias como la red de transporte y el desarrollo de mercados *spot*, se podría pensar en dar a los consumidores la potestad de escoger su proveedor.

FIGURA 15

ECUADOR: ÍNDICE DE LAS CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA DE TRANSPORTE Y DE LA BOLSA DE ENERGÍA, 1999-2004



Fuente: elaboración propia.

PERÚ

ÍNDICE DE LA CAPACIDAD DE EJERCER PODER DE MERCADO
EN LA ACTIVIDAD DE GENERACIÓN

En este caso se contó con información para el periodo 1997-2004. El índice tuvo valores entre 0,69, en 1997, y 0,93, en 2003. A partir de 2000 vivió un salto, debido a que se superaron los problemas de monopolio en los momentos de demanda máxima, alcanzando un valor de 0,93 (véase la figura 16). De allí en adelante la dinámica del índice está determinada por la medida de concentración HH, que no muestra una tendencia clara. Por su parte, en Perú no se presenta la integración entre empresas de generación y de transporte de energía, ya que en la ley de concesiones eléctricas, 25844 de 1992, se exige su separación.

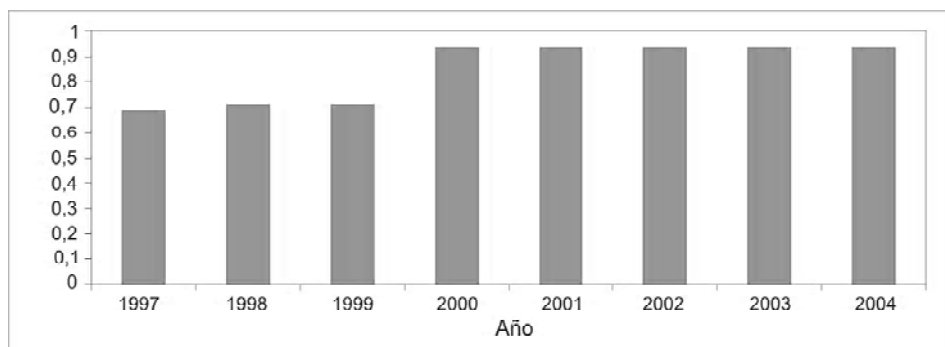
Los valores del índice de concentración de Herfindahl-Hirschman, calculado para Perú a partir de la capacidad instalada, estuvieron entre 2.214 en 1997 y 1.328 en 2001 (véase la figura 17). Hasta 1999, la industria mostraba un nivel de concentración de un oligopolio fuerte; a partir de 2000, la entrada de nuevas empresas participantes del mercado generador, como Egasa, San Gaban y Enersur, propiciaron la reducción de la concentración reflejada en un índice HH de 1.362, correspondiente a un oligopolio moderado. La tendencia de la medida de concentración HH es decreciente hasta 2001, cuando sus valores se estancan. Para 2004, la empresa con mayor participación en la capacidad fue Electroperú, con 22,1%, y las cuatro empresas más grandes eran propietarias de 63,5% de la capacidad instalada.

Durante el periodo analizado, el índice HH decreció a un ritmo promedio de 6,3%; a este ritmo de desconcentración, la actividad de generación peruana alcanzaría un índice HH correspondiente a una industria competitiva hacia 2009; sin embargo, a partir de 2001 los niveles de concentración han permanecido estancados, lo que hace pensar que la desintegración se ha desacelerado.

Visto lo anterior, es posible considerar que el sector peruano de generación cumple con las condiciones adecuadas para que el mercado entregado a la libre competencia arroje resultados beneficiosos para los consumidores finales. Los esfuerzos de las autoridades deben dirigirse a propender a una mayor desconcentración de la actividad a largo plazo. A corto plazo, deben estar alerta al comportamiento de las empresas que aún mantienen partes importantes de la capacidad.

FIGURA 16

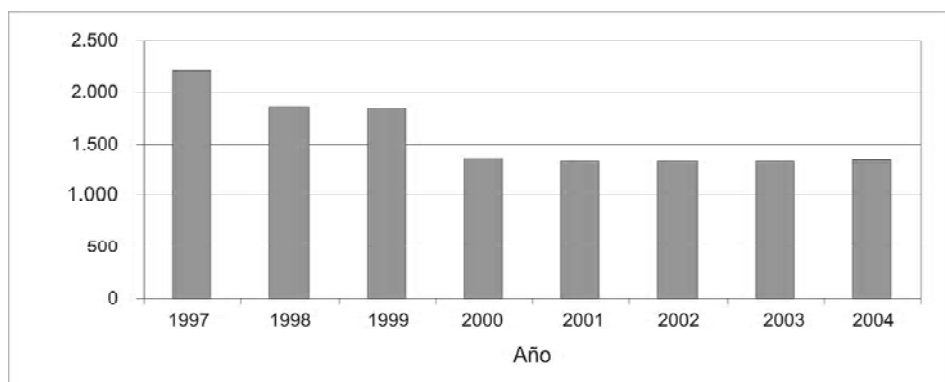
PERÚ: ÍNDICE DE LA CAPACIDAD DE EJERCER PODER DE MERCADO
EN LA ACTIVIDAD DE GENERACIÓN, 1997-2004



Fuente: elaboración propia.

FIGURA 17

PERÚ: ÍNDICE HERFINDAHL-HIRSCHMAN CAPACIDAD DE GENERACIÓN, 1997-2004

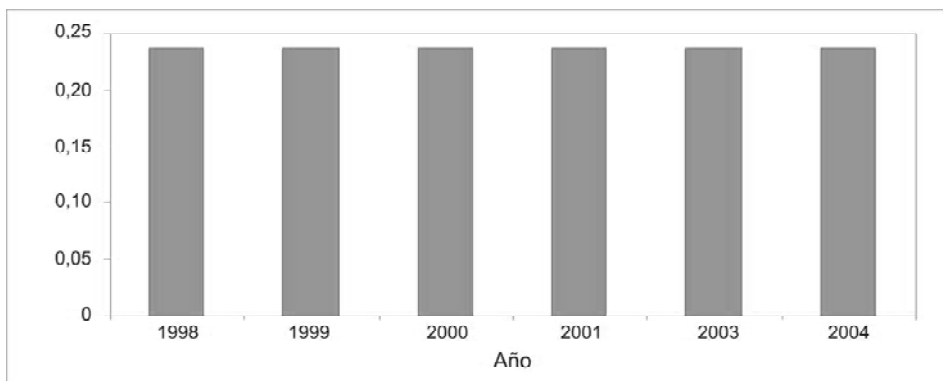


Fuente: elaboración propia.

ÍNDICE DE LAS CARACTERÍSTICAS DE TRANSPORTE Y FORMAS DE TRANSACCIÓN DE LA ELECTRICIDAD

En este caso, el periodo analizado va de 1998 a 2004, y durante el mismo el índice no cambió de valor, permaneciendo en 0,237 (véase la figura 18). Esto se explica porque durante ese lapso no se implantaron nuevas reformas en materias referentes al transporte de energía ni se estableció una bolsa de energía, lo que se refleja

FIGURA 18
PERÚ: ÍNDICE DE LAS CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA DE TRANSPORTE
Y DE LA BOLSA DE ENERGÍA, 1998-2004



Fuente: elaboración propia.

en la disminución, en 0,35, del índice propuesto aquí: 0,25 correspondientes a la variable de existencia de bolsa, y 0,2 a la ponderación de la proporción de energía transada en bolsa. Esta circunstancia implica que todas las transacciones de electricidad se llevan a cabo mediante contratos a largo plazo. Durante el periodo analizado la red de transmisión ha sido de libre acceso; sin embargo, el operador del mercado no es independiente de la cadena productiva.

Lo anterior indica que si se quiere que la competencia entre agentes privados sea el mecanismo precursor de la eficiencia del mercado peruano de electricidad, son necesarias nuevas reformas que reestructuren la organización de la red de transmisión y la implantación de una bolsa de energía. Estas reformas se deben dirigir, primero, a generar un espacio de encuentro común para las transacciones, en el que exista arbitraje como un mercado *spot* de electricidad; segundo, a estimular la participación de una alta proporción de agentes en dicho espacio; tercero, a la transparencia de la operación del sistema, dándole independencia y autonomía al ente operador de las transacciones. Por último, una vez implantadas las reformas mencionadas, los organismos rectores del sector pueden propender a la creación de distintos mecanismos para cubrimiento de riesgo que permitan asignarlo eficientemente en los distintos agentes que participan en el mercado.

ÍNDICE DE LAS CONDICIONES DE COMPETENCIA MINORISTA Y DE ELECCIÓN POR PARTE DEL CONSUMIDOR FINAL

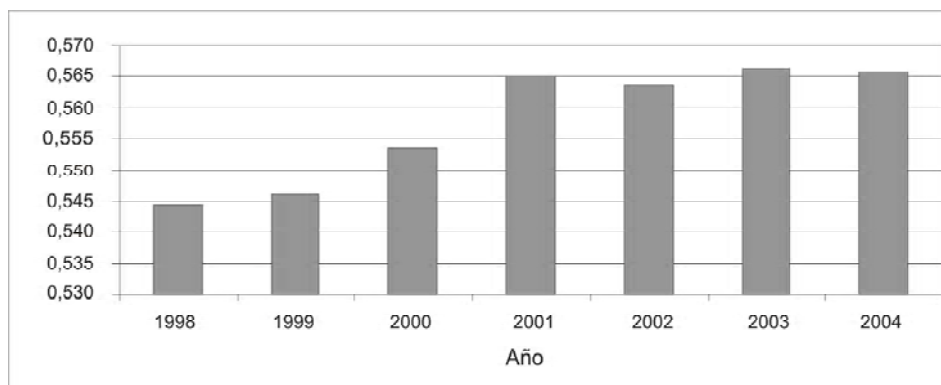
El periodo de análisis va de 1998 a 2004. El índice toma valores entre 0,565 en 2004 y 0,544 en 1998, y crece hasta 2001, año a partir del cual no muestra tendencia clara (véase la figura 19). Esto se explica por la proporción de clientes no regulados, cuya participación es creciente hasta 2001. En Perú, los hogares no tienen la opción de escoger su proveedor.

Por su parte, el índice HH aplicado a las empresas comercializadoras para el periodo 1998-2004 arroja valores entre 1.371 en 1998 y 1.103 en 2004 (véase la figura 20), lo que caracteriza el sector de comercialización como un oligopolio moderado. La tendencia es decreciente durante todo el periodo, con un ritmo de decrecimiento promedio de 3,5%, con el cual el sector alcanzaría una concentración competitiva en 2007.

De acuerdo con lo expuesto, se puede concluir que en Perú las reformas han logrado propiciar un ambiente suficientemente competitivo para empezar la liberalización del segmento minorista del sector. Sin embargo, es importante anotar que mientras las condiciones de organización de transporte y las transacciones de la energía no sean adecuadas, es posible que la liberalización del sector minorista no tenga los efectos deseados sobre la eficiencia del sector y el bienestar de

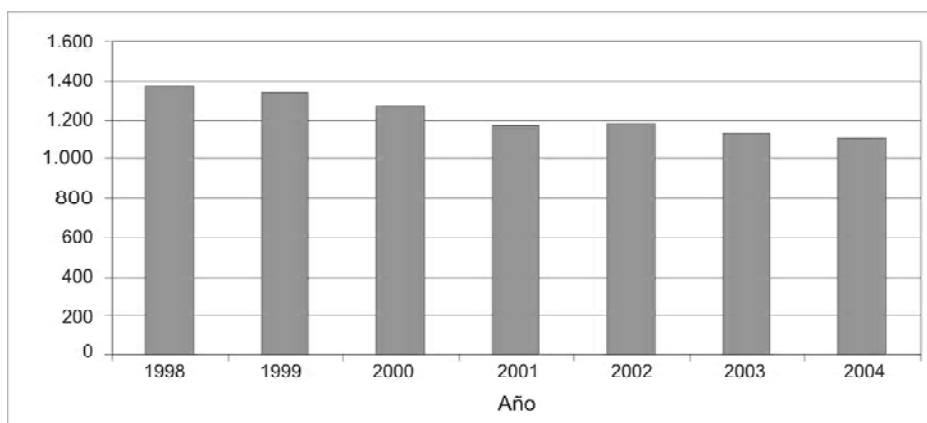
FIGURA 19

PERÚ: ÍNDICE DE LAS CONDICIONES DE COMPETENCIA
Y ELECCIÓN MINORISTA, 1998-2004



Fuente: elaboración propia.

FIGURA 20
PERÚ: ÍNDICE HERFINDAHL-HIRSCHMAN SECTOR MINORISTA, 1998-2004



Fuente: elaboración propia.

los consumidores finales. Por tanto, los esfuerzos de las autoridades eléctricas deben dirigirse a brindar a los consumidores finales la posibilidad de elegir su empresa proveedora.

VENEZUELA

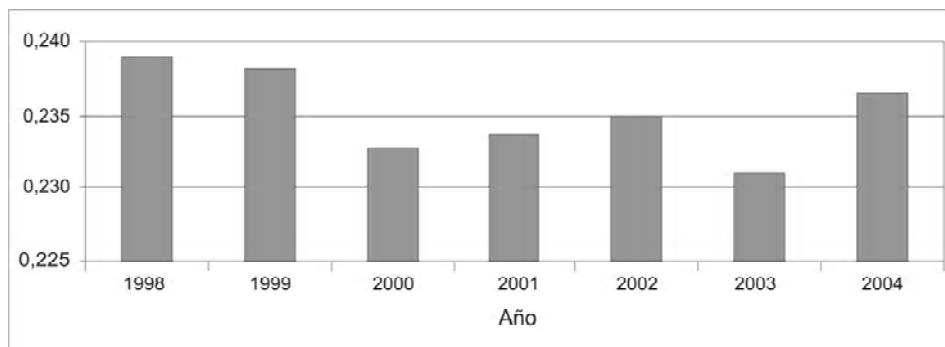
ÍNDICE DE LA CAPACIDAD DE EJERCER PODER DE MERCADO EN LA ACTIVIDAD DE GENERACIÓN

Se estudió también para el periodo 1998-2004: el valor más alto, 0,315, fue en 2001, y el más bajo, 0,310 en 2004 (véase la figura 21). Durante el periodo el índice no sufrió mayores variaciones debido a que en Venezuela no se han implantado reformas con el objetivo de liberalizar el mercado; allí las empresas están integradas verticalmente, atendiendo toda la cadena productiva. Por tanto, el índice se ve reducido por el componente de integración entre actividades de generación y transporte. Durante todo el periodo es posible observar a una o dos empresas que tienen una capacidad superior a la franja de potencia, por lo cual podrían ejercer poder de monopolio si el sector fuera liberalizado. En consecuencia, la dinámica de este índice está ligada al comportamiento de la medida de concentración de Herfindahl-Hirschman.

El índice Herfindahl-Hirschman aplicado a la capacidad instalada del sector arroja valores entre 4.321 en 1998 y 4.480 en 2000 (véase le figura 22), lo que indica una concentración bastante alta, correspondiente a un oligopolio fuerte. No muestra ninguna tendencia clara hacia la desconcentración. En 2004, la empresa más grande del mercado, Edelca, poseía el 62,7% de la capacidad instalada, y las cuatro empresas más grandes acapararon toda la capacidad.

FIGURA 21

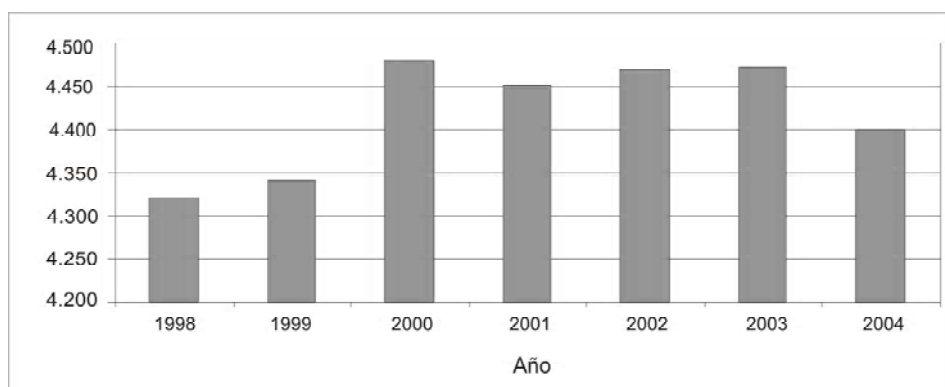
VENEZUELA: ÍNDICE DE LA CAPACIDAD PARA EJERCER PODER DE MERCADO EN LA ACTIVIDAD DE GENERACIÓN, 1998-2004



Fuente: elaboración propia.

FIGURA 22

VENEZUELA: ÍNDICE HERFINDAHL-HIRSCHMAN DE CAPACIDAD INSTALADA, 1998-2004



Fuente: elaboración propia.

Considerando lo anterior, se concluye que en Venezuela no existen las condiciones necesarias para la liberalización de la actividad de generación de energía eléctrica. En este sentido, se han intentado impulsar reformas, como lo muestran la aprobación de la ley eléctrica en 1999 y el reglamento general del servicio eléctrico en 2000. Sin embargo, esas reformas no se han traducido en acciones reales.

ÍNDICE DE LAS CARACTERÍSTICAS DE TRANSPORTE Y FORMAS DE TRANSACCIÓN DE LA ELECTRICIDAD

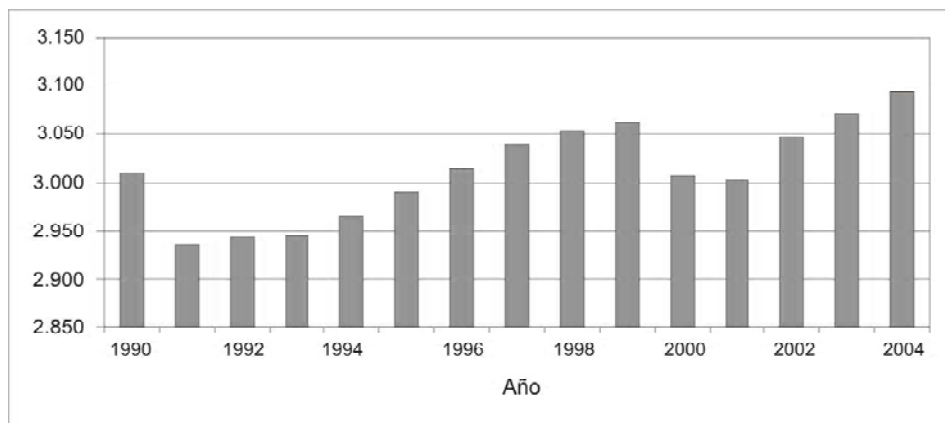
Dadas las características de modelo monopolista del sector eléctrico venezolano, el índice de las características de transporte y de transacción de la electricidad toma valores de 0 para todo el periodo analizado, porque no existe división de las actividades y, por tanto, no hay transacciones entre productores y distribuidores. Si existiera la voluntad política para liberalizar el sector de generación, deberían plantearse reformas como la implantación de una bolsa de energía y la reglamentación del acceso a las redes.

ÍNDICE DE LAS CONDICIONES DE COMPETENCIA MINORISTA Y DE ELECCIÓN POR PARTE DEL CONSUMIDOR FINAL

Al igual que sucedió al examinar las características de transporte y formas de transacción de la electricidad, el índice de las condiciones de competencia minorista y de elección por parte del consumidor final refleja la ausencia de reformas en el sector, consecuentes con una política de autorregulación por las fuerzas del mercado. En Venezuela no existen consumidores no regulados y los hogares no tienen la posibilidad de escoger su proveedor de energía. Como los consumidores no pueden elegir la empresa que les vende energía, su participación en las señales de precios es nula.

El único ítem con el que se puede hacer un análisis es con el índice de HH aplicado a las ventas que tiene cada una de las empresas del sector eléctrico. El índice para el periodo 1990-2004 no muestra tendencias claras hacia la desintegración; sus valores están entre 2.492 en 1992 y 3.094 en 2004 (véase la figura 23), lo que indica que si se liberalizara la actividad de comercialización ésta tendría una estructura de oligopolio fuerte. En 2004 la empresa con mayor participación del mercado fue Edelca, con cerca de 40% de las ventas.

FIGURA 23
VENEZUELA: ÍNDICE HERFINDAHL-HIRSCHMAN APLICADO
A LAS VENTAS DE LAS EMPRESAS ELÉCTRICAS, 1990-2004



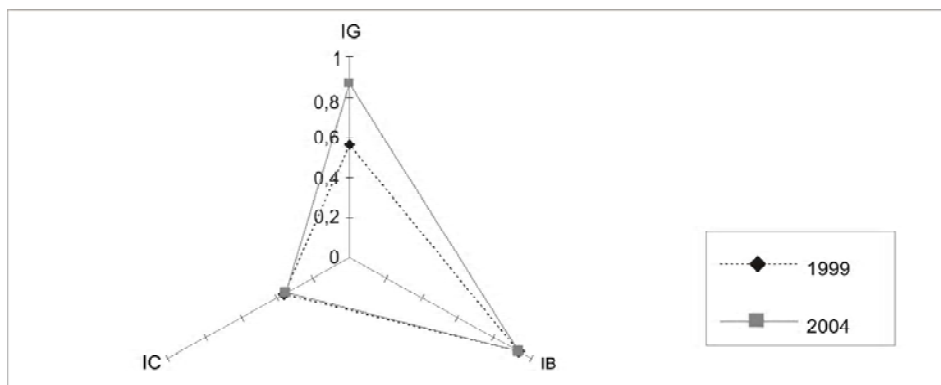
Fuente: elaboración propia.

ANÁLISIS COMPARATIVO DE LA EVOLUCIÓN EN CADA PAÍS

BOLIVIA

En la figura 24 se puede apreciar que durante el periodo estudiado el sector eléctrico boliviano ha evolucionado, sobre todo, hacia la reducción de la capacidad de ejercer poder de mercado en la actividad de generación. Los indicadores correspondientes al sistema de transporte y las formas de transacción y al desarrollo de la actividad minorista permanecen en niveles muy similares durante todo el periodo, lo que indica un alto en las reformas en estos sectores. Para el indicador de las condiciones del sistema de transporte y formas de transacción de la energía, esto se explica porque el periodo examinado es posterior a la implementación de la mayoría de reformas encaminadas a la liberalización de la actividad de generación; para el indicador de las condiciones de la competencia minorista, por el poco impulso que han tenido en el país reformas encaminadas a configurar mercados de energía minoristas.

FIGURA 24
BOLIVIA: ORGANIZACIÓN INDUSTRIAL, 1999, 2004



IG: índice de la capacidad de ejercer poder de mercado en la actividad de generación.

IB: índice de las características de transporte y formas de las transacciones de electricidad.

IC: índice de las condiciones de la competencia minorista.

Fuente: elaboración propia.

COLOMBIA

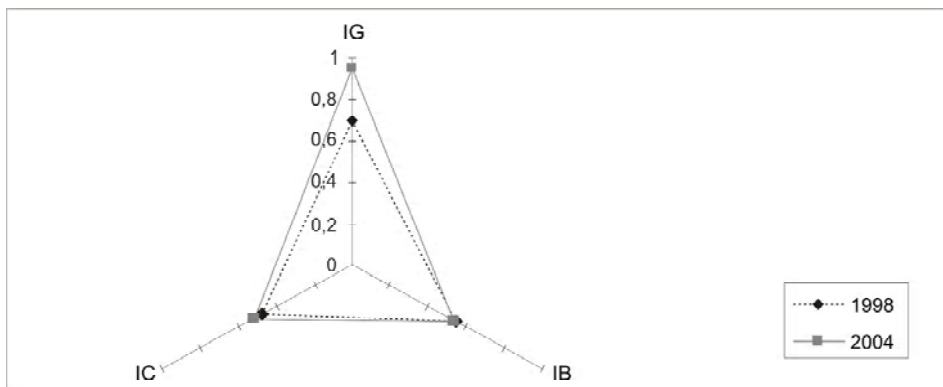
En Colombia es posible apreciar que durante el periodo 1998-2004 la evolución del sector se ha dado preponderantemente en la disminución de la capacidad de ejercer poder de mercado en la actividad de generación. El índice de las condiciones de la competencia minorista muestra una pequeña evolución, mientras que el de las características de transporte y formas de transacción no revela mayor evolución. Esto último se explica porque el periodo de análisis es posterior a la implementación del mercado *spot* de energía y a la implantación de la regulación del libre acceso a las redes de transporte por parte de terceros.

ECUADOR

A diferencia de los países considerados, Ecuador muestra una marcada evolución positiva en las características de la red de transporte y las formas de transacción, mientras que el índice de poder de mercado en la actividad de generación presenta una leve disminución, y el de las condiciones de competencia en la actividad de comercialización permanece invariable. Esto se debe a que durante

el periodo en consideración hubo reformas importantes en este sentido, como el establecimiento del libre acceso a las redes por parte de terceros.

FIGURA 25
COLOMBIA: ORGANIZACIÓN INDUSTRIAL, 1998, 2004



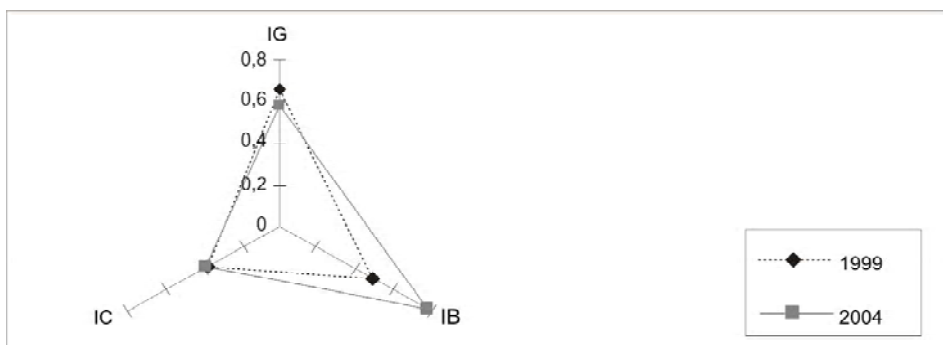
IG: índice de la capacidad de ejercer poder de mercado en la actividad de generación.

IB: índice de las características de transporte y formas de las transacciones de electricidad.

IC: índice de las condiciones de la competencia minorista.

Fuente: elaboración propia.

FIGURA 26
ECUADOR: ORGANIZACIÓN INDUSTRIAL, 1999, 2004



IG: índice de la capacidad de ejercer poder de mercado en la actividad de generación.

IB: índice de las características de transporte y formas de las transacciones de electricidad.

IC: índice de las condiciones de la competencia minorista.

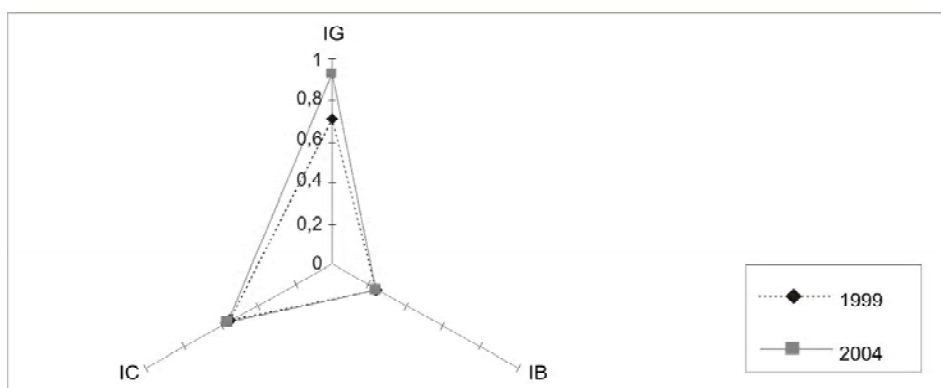
Fuente: elaboración propia.

PERÚ

La evolución de los indicadores en Perú tiene los mismos rasgos presentados por los casos de Bolivia y Colombia: una tendencia a la reducción en la capacidad de ejercer poder de mercado en la actividad de generación y estabilidad en los indicadores restantes. Para el índice de las características de transporte y formas de la bolsa de energía, esto se explica por la ausencia de un mercado *spot* de electricidad.

FIGURA 27

PERÚ: ORGANIZACIÓN INDUSTRIAL, 1999, 2004



IG: índice de la capacidad de ejercer poder de mercado en la actividad de generación.

IB: índice de las características de transporte y formas de las transacciones de electricidad.

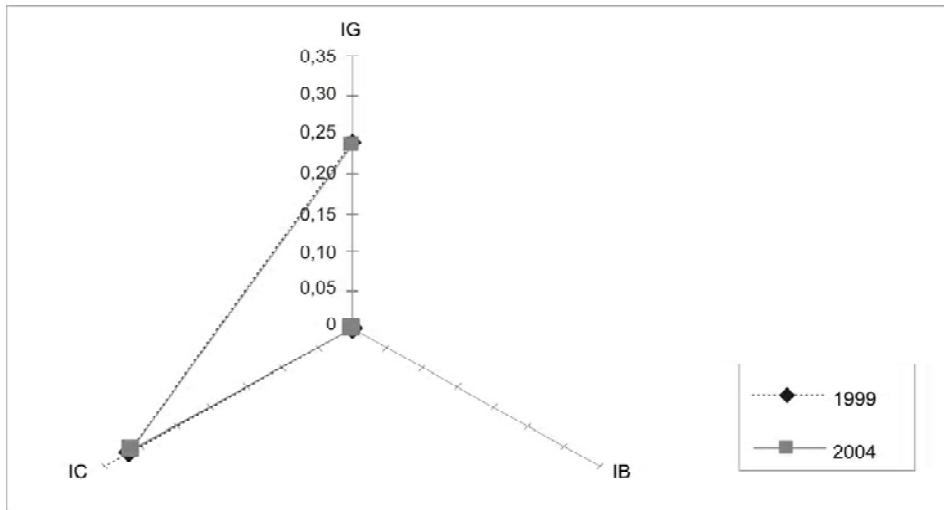
IC: índice de las condiciones de la competencia minorista.

Fuente: elaboración propia.

VENEZUELA

Es posible apreciar que durante el periodo la estructura industrial del sector no sufrió mayores cambios, lo que podría explicarse por las condiciones fiscales como país exportador de petróleo, dado que una de las razones importantes para iniciar las reformas en el sector eléctrico en Latinoamérica fue la pesada carga fiscal que representaba el sector.

FIGURA 28
VENEZUELA: ORGANIZACIÓN INDUSTRIAL, 1999, 2004



Capítulo 5

Aplicación de la metodología en regulación a los países de la región andina

SERGIO BOTERO • ISAAC DYNER • WAN YU MIRA

A continuación se describe brevemente la situación del mercado eléctrico de cada país andino, y luego se presenta la aplicación metodológica diseñada desde la perspectiva de la regulación y el entorno institucional. Cabe destacar que este análisis nos aproxima a la dinámica de los últimos años en la evolución y caracterización del marco regulador y de los procesos que envuelven la adaptación y la adopción de movimientos institucionales de países desarrollados, complementado, claro está, con las características propias de los sectores eléctricos en cada país.

BOLIVIA

Durante el periodo 1993-1997 el sector energético boliviano se reestructuró. Los cambios buscaban la adecuación a la nueva realidad económica, promoviendo la participación del sector privado, desregulando los mercados energéticos e incrementado la eficiencia y competitividad entre los actores.

De acuerdo con el diagnóstico de que existía estancamiento con el modelo de desarrollo vigente y de que era necesario romper el ciclo de la pobreza, el gobierno de Bolivia promulgó la ley de capitalización, que abre el ingreso de capitales privados en las empresas estatales, generando sociedades anónimas mixtas. El ajuste estructural buscaba también la reducción del déficit fiscal. Las reformas del sector energético boliviano, en sus aspectos centrales, fueron completadas en 1995, con la promulgación de las leyes de electricidad y de hidrocarburos, y la implementación de las superintendencias de electricidad e hidrocarburos. En este marco, las empresas estatales de generación de electricidad se capitalizaron en el sistema interconectado nacional, así como el *upstream* en hidrocarburos. A mediados de 1997 se privatizó la transmisión de gas natural y de electricidad; a ese año más de 90% de la estructura eléctrica nacional

estaba en manos del sector privado. Finalmente, entre 1999 y 2000 se privatizaron las tres refinerías existentes en el país, con lo que concluyó el proceso de transferencia del sector energético del sector público al privado.

En 2000, la reforma muestra sus primeros resultados: en el sector hidrocarburos se había concretado el gasoducto Bolivia-Brasil, lo que, a su vez, incrementó el nivel de las reservas de gas natural; y se habían realizado inversiones considerables en generación eléctrica para cubrir el crecimiento de la demanda. A fines del periodo, se abrirá a la competencia la generación de electricidad, y en la venta de energía eléctrica a grandes consumidores y distribuidoras, superando el periodo de transición, en el que las generadoras preferían vender su energía en el mercado *spot*, antes que tener contratos de suministro con las diferentes distribuidoras de electricidad.

Sin embargo, esta es sólo una parte de la realidad. Utilizando como eje de análisis de las reformas y sus resultados los indicadores de sostenibilidad del sector energético, se muestran deficiencias que aún se deben salvar para lograr un acercamiento a los principios del desarrollo sostenible. Esto es claramente visible cuando se analiza el desarrollo del plano social, en el que se muestran las contradicciones entre la política social y la política económica actual.

Por otro lado, los movimientos sociales en Bolivia han demostrado que el modelo de desarrollo encarado en el país dificulta saldar la deuda social, lo que significa un riesgo para la sostenibilidad a mediano y largo plazo, pues de no iniciarse una política de estado la pobreza seguirá siendo persistente. En este contexto, el desarrollo del sector energético es vital. En virtud de la reforma y las proyecciones de desarrollo, se le asignó la tarea de ser la “locomotora del desarrollo”, lo que no deja de ser evidente al revisar las cifras de inversiones y de movilización de recursos que maneja el sector, superior a otros rubros de la economía nacional.

En este contexto se evalúa el grado de eficacia de la nueva organización productiva del sector, y sus aspectos institucionales y reguladores, con énfasis en aspectos de cobertura, equidad y oportunidad para el acceso a la energía, con el fin de identificar los impactos de la reforma sectorial frente a problemas vinculados con la seguridad, calidad, precios del suministro energético, cobertura, aspectos ambientales, etcétera. Se buscan respuestas a la situación actual en el marco existente de la reforma, complementándola, promoviendo cambios más

estructurales e identificando acciones que permitan mejorar los indicadores de sostenibilidad del sector.

La industria eléctrica boliviana comprende las actividades de generación, transmisión, distribución, comercialización, importación y exportación de electricidad. La nueva estructura del sector determina la separación vertical de las actividades de generación, transmisión y distribución en el sistema interconectado nacional (SIN), a fin de posibilitar el funcionamiento de un mercado competitivo en el que la oferta está constituida por los generadores y la demanda por las empresas distribuidoras y los consumidores no regulados

Mediante la ley 1600 de octubre de 1994 se creó el sistema de regulación sectorial (Sirese), cuyo objetivo es regular, controlar y supervisar las actividades de los sectores de telecomunicaciones, electricidad, hidrocarburos, transportes, aguas, y las de otros sectores que mediante ley se incorporen al sistema y que se encuentren sometidos a regulación conforme a las respectivas normas legales sectoriales. Esta ley regula las disposiciones generales, las atribuciones, requisitos y prohibiciones del Sirese.

En el Sirese existen unas superintendencias sectoriales, regidas por la ley 1600, en la que se especifican sus atribuciones, requisitos y prohibiciones. Esta norma regula también lo relacionado con la adjudicación de licencias, concesiones, autorizaciones y registros. Propende a la libre competencia mediante la prohibición de acuerdos anticompetitivos, prácticas abusivas, fusiones entre competidores, nulidad de pactos y exclusión.

El estado, mediante los poderes legislativo y ejecutivo, define las políticas económicas y establece el marco regulador, y las superintendencias del sistema de regulación sectorial se encargan de su administración. La empresa privada ofrece los bienes y servicios regulados por el Sirese, y los consumidores participan en la demanda de dichos bienes y servicios.

A continuación veremos las principales normas que determinan el marco regulador boliviano.

El 21 de diciembre de 1994 se promulgó la ley de electricidad (1604) (Congreso Nacional de Bolivia, 1994).

1. El artículo 2º establece como servicio público únicamente a la actividad de distribución, así:

“(…) La generación en el sistema interconectado nacional y la destinada a la exportación, constituye producción y venta de un bien privado intangible”.

“(…) La actividad de distribución constituye servicio público”.

“(…) La actividad de transmisión constituye transformación y transporte de un bien privado intangible, sujeta a regulación”.

2. El artículo 15 de dicha ley, en sus incisos a) y b), reglamenta la desintegración vertical de las empresas eléctricas, considerando que éstas deberán estar desagregadas en empresas de generación, transmisión y distribución, y dedicadas exclusivamente a una sola de estas actividades.
3. Respecto al grado de separación horizontal en la actividad de generación, la ley establece, en el artículo 15 inciso c), lo siguiente:

“Las empresas de generación, cualesquiera de sus accionistas o socios vinculados o empresas vinculadas, directa o indirectamente, no podrán ser titulares de derecho propietario equivalente de más del treinta y cinco por ciento (35%) de la capacidad instalada del sistema interconectado nacional, en forma individual o conjunta. Queda excluida de esta limitación aquella capacidad instalada destinada a la exportación. La Superintendencia de Electricidad podrá autorizar que este límite sea excedido temporalmente cuando, por la magnitud de nuevos proyectos, la participación de alguna empresa de generación alcance un valor superior al establecido”.
4. El establecimiento de un mercado competitivo se regula en el artículo 7° de la ley de electricidad, el cual determina que las personas individuales o colectivas dedicadas a la industria eléctrica desarrollarán sus actividades en el marco de la libre competencia, con sujeción a la ley.
5. En el artículo 2° se define consumidor no regulado como el que tiene una demanda de potencia igual o mayor a un cierto mínimo y que está en condiciones de contratar, en forma independiente, el abastecimiento directo de electricidad con el generador o distribuidor u otro proveedor. Dicho mínimo es fijado por la Superintendencia de Electricidad de acuerdo con la evolución del mercado, a partir de 1997 y hasta el presente dicho nivel se ubica en 1 Mw (Superele, 2005).
6. En la regulación del sector eléctrico no se establece que las actividades del mercado minorista de electricidad se desarrollen en el marco de la libre competencia.

7. Según la regulación, el negocio de comercialización no se concibe como una actividad independiente. De acuerdo con la ley, la actividad de suministro de electricidad a consumidores regulados o no regulados es responsabilidad de los distribuidores mediante instalaciones de distribución primarias y secundarias.

En el tabla 1 se resume la información del marco regulador de Bolivia según la metodología descrita. El análisis se realiza para diferentes fechas de corte con el objetivo de ver la evolución de cada indicador.

TABLA 1
BOLIVIA: METODOLOGÍA EN REGULACIÓN, 1995, 2000, 2005

DESCRIPCIÓN	1995	2000	2005
• ¿Se ha establecido una ley de regulación? (1=Sí; 0=No)	1	1	1
• Grado de privatización establecido por la regulación (1=Total; 0=Nulo)	1	1	1
• Grado establecido de separación de las actividades G-T-D. (1=Total; 0=Nulo)	1	1	1
• Grado máximo permitido de participación horizontal	0,35	0,35	0,35
• ¿La regulación considera el mercado mayorista como un mercado abierto a la competencia? (1=Sí; 0=No)	1	1	1
• Umbral de consumo establecido para ser UNR (Mw)	999*	1	1
• ¿La regulación considera el mercado de venta minorista como un mercado abierto a la competencia? (1=Sí; 0=No)	0	0	0
• ¿Se establece la figura de comercializador? (1=Sí; 0=No)	0	0	0

* El valor 999 significa que para la fecha de corte aún no se había definido el límite para ser usuario no regulado. Un valor como este permite hacer el cálculo según la metodología propuesta, asignándole un valor de 0 a su indicador final.

Fuente: elaboración propia.

Al aplicar la información anterior a la metodología propuesta se generan ciertos indicadores descriptivos a partir de los cuales se puede calcular un indicador general para Bolivia en cada uno de los años analizados. En este caso, el indicador para 2005 es de 0,79 (véase la tabla 2), lo que indica que pese a los adelantos en la normativa del sector, en comparación con el resto de países de la Comunidad Andina de Naciones aún faltan esfuerzos en el marco regulador boliviano

TABLA 2
BOLIVIA: INDICADOR GENERAL, 1995, 2000, 2005

	1995	2000	2005
Ley de energía	1	1	1
Privatización de empresas del estado	1	1	1
Separación vertical	1	1	1
Separación horizontal	0,76	0,76	0,76
Mercado mayorista	1	1	1
Usuario no regulado	0	0,33	0,33
Mercado minorista	0	0	0
Comercializador independiente	0	0	0
Indicador general	0,75	0,79	0,79

Fuente: elaboración propia.

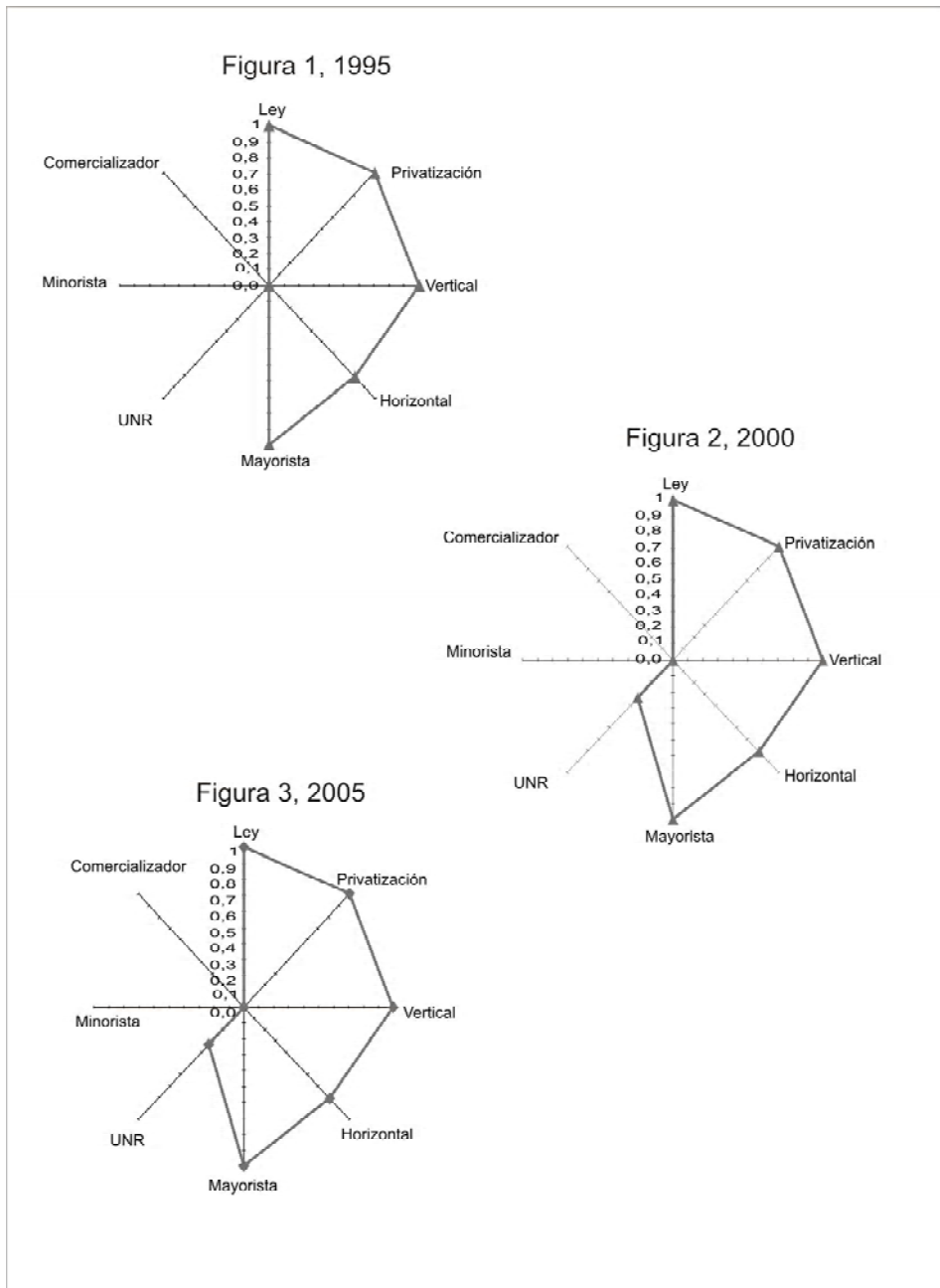
para consolidarlo como un referente institucional en el desarrollo de mecanismos competitivos de mercado.

En las figuras 1, 2 y 3 se observa cómo los aspectos que han adquirido mayor atención reguladora son la definición de la ley del sector, la posibilidad de ingreso de capital privado, la desintegración vertical y el establecimiento de un mercado mayorista competitivo.

De otro lado, el alto nivel de participación horizontal establecido, en comparación con el resto de países, ubica a Bolivia en una posición desfavorable, puesto que su regulación permite mayor concentración de mercado. Como se observa en las figuras, aunque en 2000 se profundizó en la desregulación de los usuarios, aún faltan esfuerzos para la promoción de un mercado minorista competitivo.

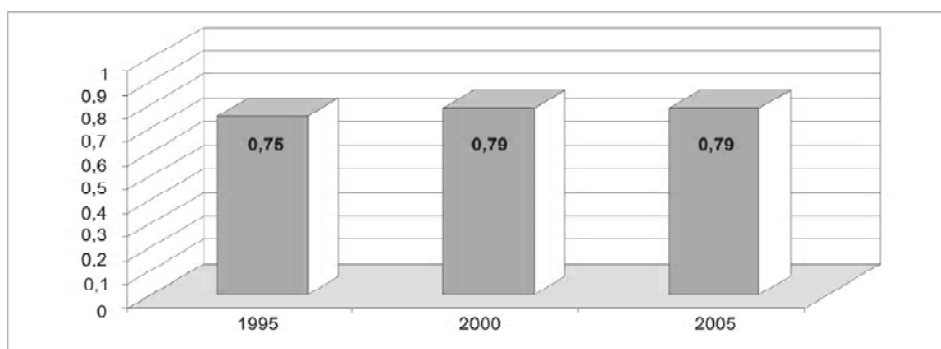
La evolución del indicador general para Bolivia puede verse en la figura 4. El avance principal en los años siguientes a la reforma se dio por medio del establecimiento de los usuarios no regulados.

FIGURAS 1, 2 Y 3
BOLIVIA: METODOLOGÍA EN REGULACIÓN, 1995, 2000, 2005



Fuente: elaboración propia.

FIGURA 4
BOLIVIA: EVOLUCIÓN DEL INDICADOR GENERAL, 1995, 2000, 2005



Fuente: elaboración propia.

COLOMBIA

En Colombia el servicio de energía eléctrica empezó a prestarse a finales del siglo diecinueve, a cargo de compañías privadas que se encargaban conjuntamente de la generación, la transmisión, la distribución y la comercialización. El servicio sólo cubría una pequeña parte de la población, en los cascos urbanos. El crecimiento de las ciudades, la aparición de nuevas tecnologías y la demanda creciente de energía por parte de los hogares propiciaron el crecimiento rápido del sector eléctrico durante la primera mitad del siglo veinte. Lo anterior, sumado al proyecto de industrialización encabezado por el estado, demandó el cambio de manos en el control del sector, de la iniciativa privada al control estatal. Gradualmente, el esquema de propiedad privada fue remplazado por la estatización total. Con el argumento de la existencia de un monopolio natural en el servicio de energía eléctrica, se eliminó cualquier vestigio de competencia y las distintas empresas quedaron en manos del gobierno central y de los entes territoriales.

A partir de ese momento, la planificación y dirección de las políticas en materia de energía eléctrica quedó a cargo del Ministerio de Minas y Energía, mientras que el manejo y control de las tarifas correspondió al Departamento Nacional de Planeación, por medio de organismos como la Junta nacional de tarifas de servicios públicos y el Consejo nacional de política económica y social.

Durante la segunda mitad del siglo veinte, el incremento de la demanda de energía eléctrica fue de la mano con el mayor crecimiento del PIB, el aumento de la

producción industrial y el crecimiento de la población urbana. En el periodo 1954-1961 la tasa anual de crecimiento de la demanda de electricidad estuvo alrededor de 11,6%, y entre 1961 y 1968 superó el 10%, tendencia que se mantuvo durante el periodo 1968-1973 (Isaza, s. f.).

La capacidad instalada y la generación eléctrica aumentaron también: entre 1970 y 1983, la tasa promedio de crecimiento anual de la capacidad eléctrica fue alrededor de 7,05% mientras que durante el mismo periodo la de generación fue de 8,5% (Isaza, s. f.).

Sin embargo, en la segunda mitad de la década de 1980 se evidenció que el crecimiento del sector eléctrico se había logrado a partir de una brecha constante entre la generación propia de fondos y los requerimientos de inversión. A pesar de que las tarifas representaban un alto porcentaje del ingreso disponible de los consumidores, no eran suficientes para cubrir los costos de inversión y funcionamiento del sistema. El sector eléctrico colombiano requería porciones cada vez más grandes del presupuesto nacional, y estaba incurriendo en un grado de endeudamiento insostenible. Ante la seria amenaza financiera y los resultados muy desfavorables en términos de la eficiencia administrativa y operativa que registraban las empresas, la reestructuración del sector parecía inevitable.

Al inicio de la década de 1990, dos hechos fundamentales determinaron el nuevo rumbo del sector eléctrico: la Constitución de 1991 admitió como principio clave para el logro de la eficiencia en los servicios públicos la competencia donde fuera posible y la libre entrada al mercado de todo agente que estuviera en capacidad de prestar el servicio. Y las intensas sequías provocadas por el fenómeno de el Niño, en 1991, llevaron a la reducción dramática en los niveles de generación hidroeléctrica, que desencadenaron un severo racionamiento del servicio de energía eléctrica (véanse los antecedentes en www.creg.gov.co).

Como consecuencia de las consideraciones expuestas, haciendo uso del “estado de emergencia económica”, el gobierno respondió a la crisis del sector eléctrico con la expedición del decreto 700 de 1992, que fijó, entre otras, normas para la entrada de inversionistas privados en el negocio de la generación, y facultó al gobierno para tomar decisiones sobre la construcción de nuevas plantas de generación. Ese mismo año, mediante el decreto 2119, se reestructuró el Ministerio de Minas y Energía y se constituyó la Comisión de regulación energética (CRE), como unidad especial adscrita a ese Ministerio.

Posteriormente, con la promulgación de la llamada ley eléctrica, la CRE se transformó en la Comisión de regulación de energía y gas (Creg), que en la actualidad es el principal ente de regulación del sector energético colombiano. La aparición de la Creg representó el cambio definitivo en el papel que cumplía el estado en el sector energético. A partir de entonces, pasó de ser proveedor del servicio de energía eléctrica a regulador de la actividad privada.

En el nuevo esquema se enfatizó la división del sector por actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización, y se privatizaron buena parte de las empresas que estaban en manos del estado. Con el ánimo de mejorar la eficiencia y la calidad del servicio, se incentivó la competencia privada en las actividades de generación y comercialización, mientras que en las de transmisión y distribución, por su carácter monopólico, se promovió el libre acceso a las redes.

Durante los últimos diez años, estas reformas han permitido importantes avances en aspectos como la cobertura y calidad del servicio y la seguridad del sistema. Reflejo de esto fue que en 1998 se logró afrontar un fenómeno de el Niño mucho más intenso que el de 1992, sin llegar al racionamiento. Sin embargo, el esquema regulador enfrenta aún numerosos retos, relacionados con la implementación de mejores sistemas de incentivos que permitan obtener mayores beneficios sociales de la iniciativa privada.

Como se dijo, el marco regulador del sector eléctrico colombiano clasifica las actividades que desarrollan los agentes en la prestación del servicio de energía eléctrica en actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización. La generación se define como una actividad consistente en la producción de energía eléctrica mediante una planta hidráulica o una unidad térmica conectada al sistema interconectado nacional. Los agentes, a los que se les denomina genéricamente “generadores”, son aquellos que efectúan sus transacciones de energía en el mercado mayorista de electricidad, por lo general generadores con capacidad instalada igual o superior a 20 Mw.

En los párrafos que siguen se presentan las principales normas que regulan la actividad en Colombia.

1. Para el establecimiento del nuevo marco ordenado por la Constitución política se expidieron la ley de servicios públicos domiciliarios (ley 142 de 1994) y la eléctrica (143 de 1994), mediante las cuales se definen los criterios

generales y las políticas que deberán regir la prestación de los servicios públicos domiciliarios en el país y los procedimientos y mecanismos para su regulación, control y vigilancia (Congreso de Colombia, 1994a; Congreso de Colombia, 1994b).

2. Las leyes 142 y 143 establecen que la prestación del servicio público de electricidad puede ser ejercida por agentes públicos o privados. El artículo 7° de la ley eléctrica establece que en las actividades del sector podrán participar diferentes agentes económicos, públicos, privados o mixtos, que gozarán de libertad para desarrollar sus funciones en un contexto de libre competencia (Congreso de Colombia, 1994b). De otro lado, como lo establece el artículo 77 de la misma ley, es el estado el que decide enajenar su participación accionaria de las entidades descentralizadas que presten el servicio de energía eléctrica en cualquiera de sus etapas.
3. Con respecto a la separación de actividades y la integración vertical entre negocios, la ley fija las siguientes reglas diferenciales: las empresas de servicios públicos (ESP) constituidas con anterioridad a la vigencia de las leyes, que se encontraran integradas verticalmente, pueden continuar desarrollando simultáneamente más de una actividad, manejando en todo caso contabilidades separadas por tipo de negocio. En el caso de las ESP constituidas con posterioridad a la vigencia de las leyes, pueden desarrollar simultáneamente actividades consideradas complementarias: generación-comercialización o distribución-comercialización. Se consideran excluyentes las siguientes actividades: generación-transmisión, generación-distribución, transmisión-distribución y transmisión-comercialización (Congreso de Colombia, 1994a; Congreso de Colombia, 1994b).
4. Según las leyes, ninguna empresa podrá tener más de 25% de la capacidad instalada efectiva de generación de electricidad en el sistema interconectado nacional. Para las actividades de distribución y comercialización, ninguna empresa podrá tener más de 25% de participación en cada actividad (Creg, 1996; Creg, 1998; Creg, 1999a; Creg, 1999b).
5. La ley 143 establece, en el artículo 3°, las obligaciones del estado en relación con el servicio público de electricidad, al que le corresponde, entre otras: promover la libre competencia en las actividades del sector y regular las situaciones en que por razones de monopolio natural, la libre competencia no garantice su prestación eficiente en términos económicos (Congreso de Colombia, 1994b). Es decir, teniendo en cuenta las características de

cada una de las actividades o negocios, el lineamiento general del marco regulador se fundamenta en la creación e implementación de reglas que permitieran y propendieran a la libre competencia en los negocios de generación y comercialización de electricidad, en tanto que la directriz para los negocios de transmisión y distribución se orienta al tratamiento de dichas actividades como monopolios, buscando en todo caso condiciones de competencia donde esta fuera posible (Creg, 2006).

6. El marco regulador ha establecido la separación de los usuarios en dos categorías: usuarios regulados y no regulados. La ley fijó inicialmente como lindero entre los dos mercados, es decir, como límite para que un usuario pudiera optar por la categoría de no regulado, la exigencia de un consumo mínimo individual de 2 Mw/mes (Congreso de Colombia, 1994b). Así mismo, otorgó a la Comisión de regulación de energía y gas (Creg) la facultad de reducir gradualmente dicho límite, hasta donde se encontrara adecuado. Para 1998 se redujo a 0,5Mw/mes (Creg, 1997). El límite vigente en la actualidad es de 0,1 Mw/mes medido en potencia, o su equivalente en consumo de energía (55 Mwh), calculado con un factor de carga de 75%.
7. Como se dijo en el punto 5, la ley eléctrica establece que el estado tiene la obligación de promover la libre competencia en las actividades de generación y comercialización de electricidad. En el caso de la comercialización, la concepción de un mercado abierto a la competencia se revela en el artículo 9º (numeral 9.2) de la ley de servicios públicos domiciliarios, en el que se establece el derecho de los usuarios de los servicios públicos, la libre elección del prestador del servicio y del proveedor de los bienes necesarios para su obtención o utilización (Congreso de Colombia, 1994a).
8. Así mismo, la norma anterior (artículo 9º de la ley 142) dio origen a la concepción del negocio de comercialización como actividad independiente. Se encontró que la separación de este servicio era la única opción que viabilizaba en términos económicos las disposiciones y los objetivos previstos en la ley. El negocio de comercialización en Colombia consiste básicamente en la prestación de un servicio de intermediación entre los usuarios finales de energía y los agentes que generan, transmiten y distribuyen electricidad. Debido a la separación de mercados entre usuarios regulados y no regulados, las empresas comercializadoras tienen potencialmente varios ámbitos de acción: 1) pueden comercializar energía con destino al

mercado regulado; 2) pueden comercializar energía exclusivamente en el mercado no regulado; o 3) pueden optar por ofrecer el servicio de intermediación en ambos mercados (Creg, 2006). La información anterior se resume en la tabla 3 para los diferentes años.

Con base en la información del marco regulador colombiano, se diseñan los indicadores descriptivos que permiten calcular el indicador general, que pasó de 0,64 en 1995 a 0,91 en 2005 (véase la tabla 4). La interpretación de la evolución de este indicador lleva a concluir que, dado el avance del marco regulador e institucional, el caso colombiano podría constituir un marco de referencia para el desarrollo regulador de un sector eléctrico en la región.

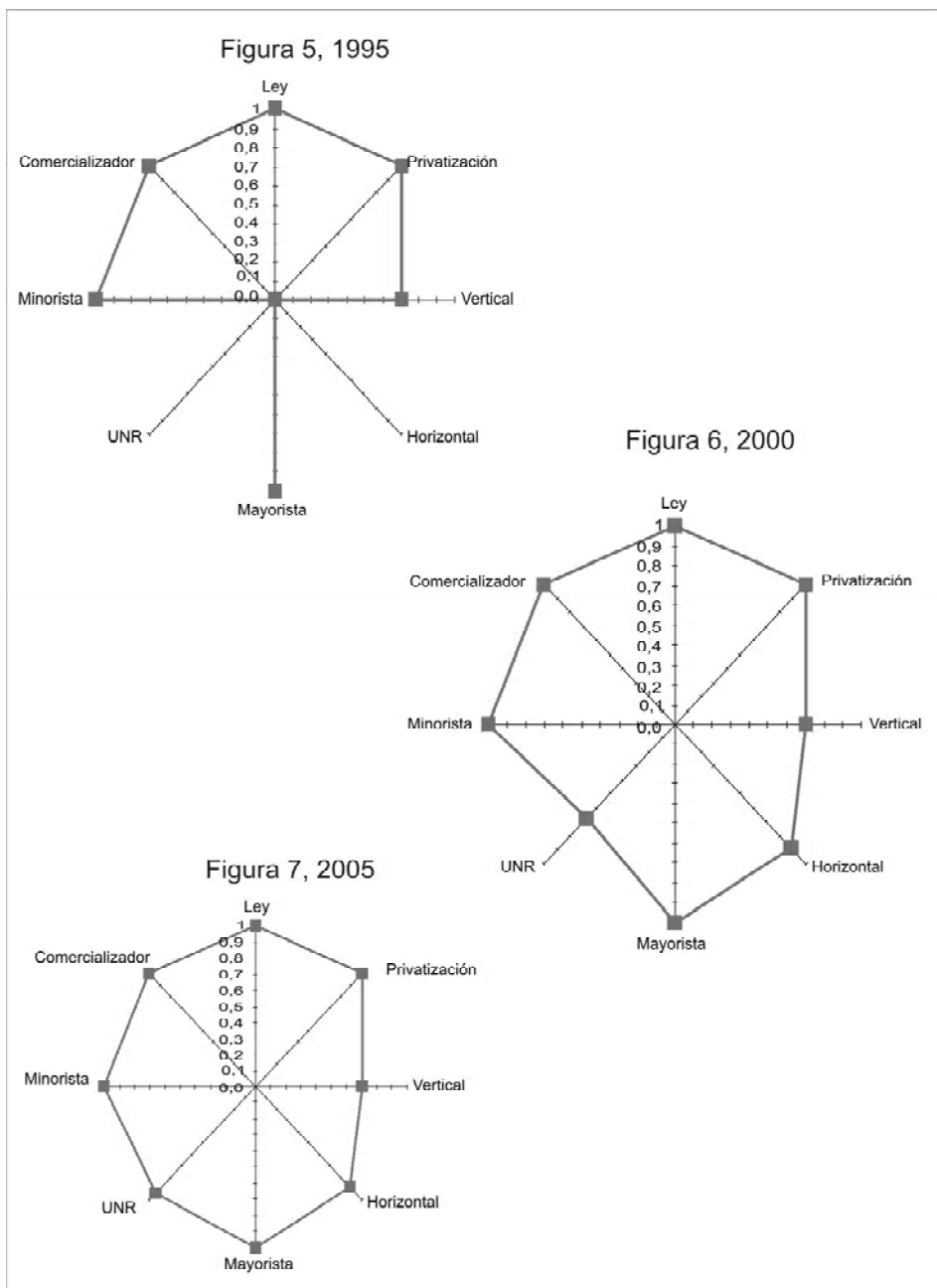
Como se muestra en las figuras 5 a 7, en el mercado eléctrico colombiano se ha desarrollado la gran mayoría de aspectos reguladores, faltando quizás una mayor profundización en regular la separación horizontal en las actividades de producción del sector y en alcanzar la desregulación total de sus usuarios.

TABLA 3
COLOMBIA: METODOLOGÍA EN REGULACIÓN, 1995, 2000, 2005

ASPECTO REGULADOR	DESCRIPCIÓN	1995	2000	2005
• Ley de energía	¿Se ha establecido una ley de regulación? (1=Sí; 0=No)	1	1	1
• Privatización de empresas del estado	Grado de privatización establecido por la regulación (1=Total; 0=Nulo)	1	1	1
• Separación vertical	Grado establecido de separación de las actividades G-T-D. (1=Total; 0=Nulo)	0,7	0,7	0,7
• Separación horizontal	Grado máximo permitido de participación horizontal.	1	0,25	0,25
• Mercado mayorista	¿La regulación considera el mercado mayorista como un mercado abierto a la competencia? (1=Sí; 0=No)	1	1	1
• Usuario no regulado	Umbral de consumo establecido para ser UNR (MW)	2	0,5	0,1
• Mercado minorista	¿La regulación considera el mercado de venta minorista como un mercado abierto a la competencia? (1=Sí; 0=No)	1	1	1
• Comercializador independiente	¿Se establece la figura de comercializador? (1=Sí; 0=No)	1	1	1

Fuente: elaboración propia.

FIGURAS 5, 6 Y 7
COLOMBIA: METODOLOGÍA EN REGULACIÓN, 1995, 2000, 2005



Fuente: elaboración propia.

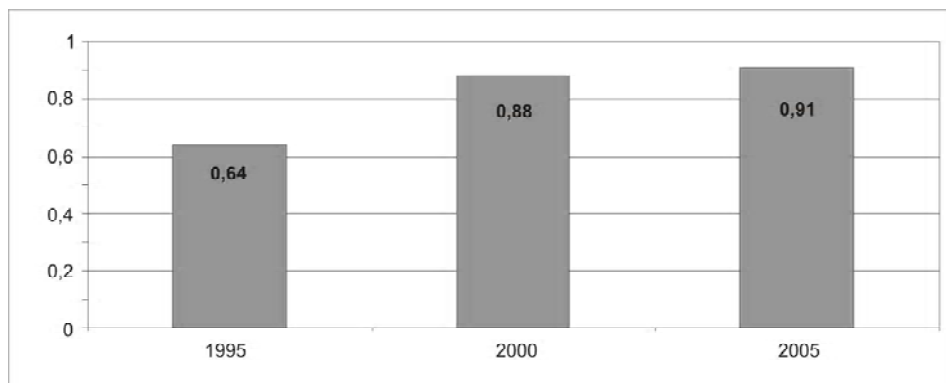
TABLA 4
COLOMBIA: INDICADOR GENERAL, 1995, 2000, 2005

	1995	2000	2005
Ley de energía	1	1	1
Privatización de empresas del estado	1	1	1
Separación vertical	0.7	0.7	0.7
Separación horizontal	0	0.88	0.88
Mercado mayorista	1	1	1
Usuario no regulado	0	0.67	0.93
Mercado minorista	1	1	1
Comercializador independiente	1	1	1
Indicador general	0.64	0.88	0.91

Fuente: elaboración propia.

En la figura 8 se muestra la evolución del indicador general para Colombia. Puede verse cómo en el año 2000 el marco regulador presentaba un gran desarrollo y avance hacia el establecimiento de un entorno competitivo y desregulado.

FIGURA 8
COLOMBIA: EVOLUCIÓN DEL INDICADOR GENERAL, 1995, 2000, 2005



Fuente: elaboración propia.

ECUADOR

Desde mayo de 1961, cuando se promulgó la ley básica de electrificación, hasta finales de la década de 1990, el desarrollo del sector eléctrico ecuatoriano estuvo a cargo del Instituto Ecuatoriano de Electrificación (Inecel). Este organismo construyó las grandes centrales de generación, el sistema nacional de transmisión y las obras de la red de distribución. Según la ley mencionada, el Inecel tenía bajo su responsabilidad todas las actividades inherentes al sector eléctrico: regulación, planificación, aprobación de tarifas, construcción y operación. Era el accionista mayoritario en casi todas las empresas eléctricas que distribuían electricidad en el país.

El 10 de octubre de 1996 se publicó la ley de régimen del sector eléctrico (LRSE), como respuesta a la necesidad de reformular la participación estatal en el sector. La ley plantea como objetivo proporcionar al país un servicio eléctrico de alta calidad y confiabilidad, para garantizar su desarrollo económico y social, dentro de un marco de competitividad en el mercado de producción de electricidad, para lo cual habían de promoverse las inversiones de riesgo por parte del sector privado.

Según la LRSE, el sector eléctrico se estructura de la siguiente manera:

- a) El Consejo nacional de electricidad (Conelec).
- b) El Centro nacional de control de energía (Cenace).
- c) Las empresas eléctricas concesionarias de generación.
- d) La empresa eléctrica concesionaria de transmisión.
- e) Las empresas eléctricas concesionarias de distribución y comercialización.

Está además en funcionamiento el Consejo de modernización del sector eléctrico (Comosel), organismo temporal encargado de definir, por delegación del Consejo nacional de modernización (Conami), las unidades de negocio de generación, valorar como negocios en marcha las empresas eléctricas que tienen participación del sector público y llevar a cabo los procesos para promover la participación de este en la operación y propiedad de las mismas.

El Conelec se constituye como un ente regulador y controlador, mediante el cual el estado ecuatoriano puede delegar las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica a empresas concesionarias.

Además, debe elaborar el plan de electrificación, que será obligatorio para el sector público y referencial para el privado.

Además, la LRSE enfatiza en los siguientes aspectos:

- * El suministro de energía eléctrica es un servicio de utilidad pública de interés nacional; por tanto, es deber del estado satisfacer directa o indirectamente las necesidades de energía eléctrica del país mediante el aprovechamiento óptimo de los recursos naturales.
- * Es facultad del estado delegar al sector privado, por intermedio del Consejo nacional de electricidad, las actividades de generación y los servicios públicos de transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, así como las actividades de importación y exportación de esta.
- * Es necesaria la promoción de la competencia, el desarrollo y la inversión privada en el sector eléctrico.
- * El estado queda facultado, durante un periodo de transición hacia la estructuración de mercados competitivos, para garantizar el pago al generador que suscriba contratos de compraventa de potencia y energía con empresas distribuidoras en las que el estado fuere titular de la mayoría del capital accionario con derecho a voto.

Mediante decreto ejecutivo 773 del 14 de abril de 1999 se encargó al Ministerio de Energía y Minas llevar adelante el proceso de cierre contable, presupuestario, financiero y técnico del ex Inecel, posterior a marzo de 1999.

Por disposiciones legales y como resultado de la reforma al sector eléctrico, el Ministerio de Energía y Minas no tiene bajo su responsabilidad el control y la fiscalización de la generación y distribución de energía eléctrica; estas responsabilidades están bajo la jurisdicción del Centro nacional de control de energía (Cenace), y el Consejo nacional de electricidad (Conelec). El Ministerio sólo participa en el lineamiento de políticas, para las que tiene un soporte que se basa en la implantación de un sistema interconectado internacionalmente, tanto en el aspecto físico como en el comercial.

La reestructuración orgánica del sector eléctrico ecuatoriano comenzó con la desverticalización de las empresas que estaban en manos del estado, 51% de las cuales pasó al sector privado. Este hecho se argumentó con el criterio de

mayor competencia en la industria nacional. En virtud del artículo 26 de la LRSE y por resolución del Comosel, las instalaciones de generación y las de transmisión que eran de propiedad del estado fueron transferidas a favor del Fondo de solidaridad, constituyéndose seis empresas de generación y una de transmisión, que se conformaron como sociedades anónimas e iniciaron su operación el 1 de abril de 1999. En la venta de los activos, 51% se dio a los inversionistas privados, y 10% a los trabajadores y ex trabajadores del sector.

En 2003, el sector eléctrico empezó a atravesar por una crisis sistémica por la falta de inversión y políticas que permitieran la operación de las empresas de generación, transmisión y distribución o proyectos de generación que aseguraran el autoabastecimiento del país.

En seguida se presentan las principales normas que determinan el marco regulador ecuatoriano.

1. El 10 de octubre de 1996 se publicó la ley del régimen del sector eléctrico (LRSE), que sustituyó a la ley básica de electrificación de 1961 y se ha venido reformando mediante la promulgación de diferentes leyes y suplementos (Congreso Nacional de Ecuador, 2000).
2. Entre las disposiciones generales de la ley está la promoción de inversiones privadas de riesgo y la participación privada en el capital social de empresas de generación, transmisión y distribución de electricidad (artículos 5° y 27). Sin embargo, según el artículo 6° el estado será el titular irrenunciable del servicio de energía eléctrica. Según la ley, las instalaciones de generación y las de transmisión que eran de propiedad del estado fueron transferidas a favor del Fondo de solidaridad. La transferencia de acciones de propiedad del Fondo de solidaridad hacia el sector privado podrá hacerse por un porcentaje no mayor a 51%, con derecho a voto (artículo 28). De esta manera, se establece una participación parcial del capital privado en los activos del sector eléctrico ecuatoriano (Congreso Nacional de Ecuador, 2000).
3. En los artículos 35 y 38 de la ley se impone y garantiza la segmentación y separación jurídica y económica entre generadores, transmisor y distribuidores. Con la resolución 408 del 10 de septiembre de 2001 para el control de abusos de posiciones monopólicas en las actividades del sector eléctrico, se establece que las empresas generadoras no podrán distribuir ni transmitir energía eléctrica; las distribuidoras no podrán generar ni transmitir energía;

de la misma forma, la empresa de transmisión no admitirá un socio o grupos de socios que sean a su vez socios mayoritarios o encargados de la operación de las empresas de distribución o generación (artículos 4º, 5º, 6º y 7º) (Presidente Constitucional de la República de Ecuador, 2001).

4. En relación con el tamaño de las empresas, el artículo 9º de la resolución 408 del 10 de septiembre de 2001 establece que “Ninguna empresa de generación o grupo de empresas de generación integradas horizontalmente, podrá controlar más del 25% de la potencia eléctrica instalada a escala nacional” (Presidente Constitucional de la República de Ecuador, 2001).
5. Uno de los objetivos principales de la ley del sector eléctrico es promover la competitividad de los mercados de producción de electricidad (artículo 5º) (Congreso Nacional de Ecuador, 2000). En el reglamento general de la ley de régimen del sector eléctrico se establece que todas las actividades y servicios relativos a la generación de la energía eléctrica serán prestados por las personas naturales o jurídicas debidamente autorizadas por el Consejo Nacional de Electricidad (Conelec) en régimen de competencia, según las leyes, reglamentos y normas respectivas. De otro lado, la transmisión y distribución se ejecutarán como actividades con carácter de exclusividad regulada, de conformidad con lo establecido en la ley y su reglamento (Presidente Constitucional de la República de Ecuador, 1997).
6. Con la resolución 007 de 1999 se estableció el gran consumidor como aquel cuyas características de consumo le facultan para acordar libremente con un generador o distribuidor el suministro y precio de energía eléctrica para consumo propio. Entre los requisitos para su calificación está el tener una potencia mayor o igual a 1 Mw o un consumo de energía de 7.000 Mw/h (Conelec, 1999). Actualmente, el umbral para ser gran consumidor es de 650 Kw durante los seis meses anteriores al de la solicitud para la calificación, y un consumo de energía mínimo anual de 4.500 Mw/h en los doce meses anteriores al de la solicitud (Conelec, 2006).
7. El reglamento general de la ley de régimen del sector eléctrico no establece que las actividades del mercado minorista se desarrollen en el marco de la libre competencia. Según el artículo 10, se concibe un esquema de “competencia comparativa”, de acuerdo con la cual la distribución y comercialización serán desarrolladas por las empresas autorizadas, por medio de sociedades anónimas, con carácter de exclusividad regulada en las áreas geográficas establecidas en el contrato de

concesión. Además, el Conelec diseñará un modelo de empresa de distribución para cada una de las áreas geográficas a fin de comparar y medir el desempeño de las concesiones otorgadas y de fijar las tarifas a los consumidores finales (Presidente Constitucional de la República de Ecuador, 1997).

8. Según la ley, la actividad de comercialización forma parte de las obligaciones del distribuidor, dirigida a la venta de energía eléctrica a los consumidores y que consiste en la medición del consumo, facturación, cobranza y demás aspectos relacionados con la utilización de la energía eléctrica (Presidente Constitucional de la República de Ecuador, 1997).

De acuerdo con la metodología propuesta y la información suministrada del marco regulador ecuatoriano, en la tabla 5 se resumen los datos básicos para el periodo 1995-2005.

TABLA 5
ECUADOR: METODOLOGÍA EN REGULACIÓN, 1995, 2000, 2005

ASPECTO REGULADOR	DESCRIPCIÓN	1995	2000	2005
• Ley de energía	¿Se ha establecido una ley de regulación? (1=Sí; 0=No)	0	1	1
• Privatización de empresas del estado	Grado de privatización establecido por la regulación (1=Total; 0=Nulo)	0	0,51	0,51
• Separación vertical	Grado establecido de separación de las actividades G-T-D. (1=Total; 0=Nulo)	0	0	1
• Separación horizontal	Grado máximo permitido de participación horizontal	1	1	0,25
• Mercado mayorista	¿La regulación considera el mercado mayorista como un mercado abierto a la competencia? (1=Sí; 0=No)	0	1	1
• Usuario no regulado	Umbral de consumo establecido para ser UNR (Mw)	999*	1	0,65
• Mercado minorista	¿La regulación considera el mercado de venta minorista como un mercado abierto a la competencia? (1=Sí; 0=No)	0	0	0
• Comercializador independiente	¿Se establece la figura de comercializador? (1=Sí; 0=No)	0	0	0

* El valor 999 significa que para tal fecha de corte aún no se había definido el límite para ser usuario no regulado. Un valor como este permite hacer el cálculo según la metodología propuesta, asignándole un valor de 0 a su indicador final.

Fuente: elaboración propia.

La aplicación de la información anterior a la metodología de seguimiento arroja los siguientes indicadores descriptivos del marco institucional y regulador del sector eléctrico ecuatoriano (véase la tabla 6). En 1995 aún no se habían establecido los lineamientos de normativa del sector. Sin embargo, en 2000 ya se habían introducido algunos cambios, lo cual se indica con un valor de 0,36 para el indicador general. Un indicador de 0,76 en 2005 indica que el marco regulador propuesto había incluido en su mayoría los pasos básicos en comparación con los otros países de la región. Sin embargo, aún son necesarios esfuerzos reguladores para definir la participación privada en los activos del sector y la definición de un mercado minorista de electricidad con los agentes necesarios para hacerlo competitivo.

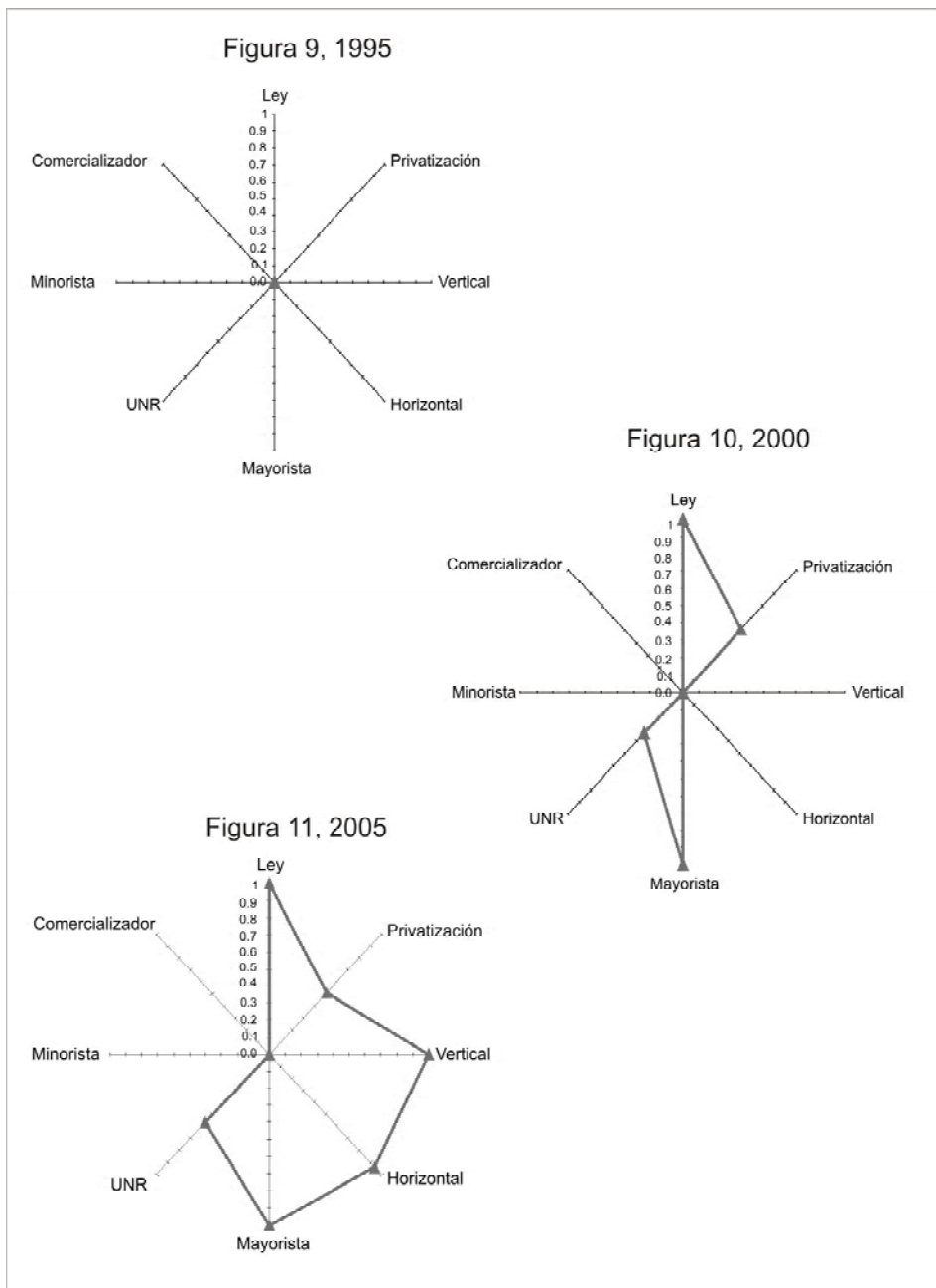
TABLA 6
ECUADOR: INDICADOR GENERAL, 1995, 2000, 2005

	1995	2000	2005
Ley de energía	0	1	1
Privatización de empresas del estado	0	0,51	0,51
Separación vertical	0	0	1
Separación horizontal	0	0	0,88
Mercado mayorista	0	1	1
Usuario no regulado	0	0,3	0,57
Mercado minorista	0	0	0
Comercializador independiente	0	0	0
Indicador general	0	0,36	0,76

Fuente: elaboración propia.

En las figuras 9, 10 y 11 puede verse la evolución de los esfuerzos reguladores, que se han concentrado en la definición de una ley general del sector eléctrico, la desintegración vertical y horizontal y el establecimiento de un mercado mayorista competitivo. Sin embargo, como en la mayoría de países de la región, faltan esfuerzos para diseñar el marco regulador que permita la introducción de mecanismos competitivos en la venta minorista de electricidad.

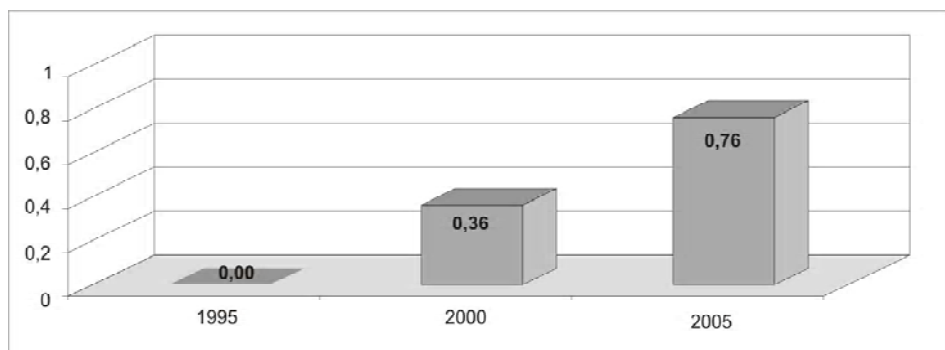
FIGURAS 9, 10 Y 11
 ECUADOR: METODOLOGÍA EN REGULACIÓN, 1995, 2000, 2005



Fuente: elaboración propia.

En la figura 12 puede verse el avance progresivo en el establecimiento y desarrollo de un marco regulador para el sector eléctrico ecuatoriano, que ha venido avanzando en los pasos iniciales de las reformas del sector, como son el establecimiento de la ley, la desintegración vertical y horizontal y el desarrollo de un mercado mayorista competitivo.

FIGURA 12
ECUADOR: EVOLUCIÓN DEL INDICADOR GENERAL, 1995, 2000, 2005



Fuente: elaboración propia.

PERÚ

El antecedente más remoto en materia de la legislación de la industria eléctrica se encuentra en la ley orgánica de municipalidades promulgada el año 1892. A partir de ese dispositivo, las concesiones del servicio público de electricidad se sujetaron a contratos de suministro eléctrico entre los concejos municipales y los concesionarios. Por esos años, fines del siglo diecinueve, se empezó a sentir la necesidad de crear un organismo público que se encargara de fomentar las obras de infraestructura del sector eléctrico peruano.

Con el correr de los años, la problemática se hizo más compleja, siendo necesario establecer nuevos centros de generación y sistemas de transmisión para atender las demandas de energía eléctrica. Por esta razón, en 1922 se creó en el Ministerio de Fomento y Obras Públicas, y con él la Dirección de minas y petróleo y la Inspección de servicios eléctricos, que el 29 de febrero de 1932 ordenó la primera estadística de servicios eléctricos en el Perú.

En 1941 se creó la Dirección de industrias y electricidad, que entre 1955 y 1956 promovió la aprobación y promulgación de la ley de industrias eléctricas 12378 y su reglamento, el decreto supremo 03-56. Posteriormente, con la promulgación del decreto ley 17271 (1968), se crea el Ministerio de Energía y Minas, que de conformidad con el artículo 15 era el encargado de dirigir, regular y fomentar las actividades mineras y energéticas del país.

En 1969 se promulgó la ley orgánica del Ministerio de Energía y Minas (decreto ley 17527), aprobándose su estructura orgánica, que incluía como Dirección de línea, dependiente del viceministerio de energía a la Dirección general de electricidad.

En mayo de 1982 se promulgó la ley general de electricidad, ley 25884. La empresa matriz, Electroperú S. A., tenía la propiedad y representación de las acciones del estado y ejercía la supervisión y coordinación de las empresas regionales de electricidad. En 1984 se transfirió a las empresas regionales la actividad de distribución de energía y equipamiento de la infraestructura eléctrica. Hasta 1992, la generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica para servicio público estuvo reservada al estado. La Dirección general de electricidad del Ministerio de Energía y Minas era el ente encargado de dirigir, promover, controlar y fiscalizar las actividades de este servicio público.

Las empresas regionales de electricidad y los sistemas aislados, de propiedad del estado, producían 70% de la oferta total de energía eléctrica en el país. En su mayor parte (75%), esta provenía de centrales hidroeléctricas. Así mismo, existía un importante sector de empresas productoras privadas, que producían el 30% restante de la energía eléctrica. En este caso, la mayor parte de la oferta (78%) provenía de centrales térmicas.

Este sistema sufrió una profunda transformación con la promulgación de la ley de concesiones eléctricas, 25844 de 1992, y con el inicio del proceso de privatización a mediados de 1994. La ley 25844 determinó la separación de las actividades de generación, transmisión y distribución como actividades que debían ser prestadas por el sector privado “con el objetivo de promover la competencia y alcanzar la máxima eficiencia en el servicio público de electricidad”. Se dispuso que las empresas que integran los sistemas interconectados centro-norte (SICN), sur-oeste (SISO) y sur-este (SISE) tomaran las medidas legales, administrativas y económicas para dividir las actividades de generación, transmisión y de distribución, constituyendo empresas independientes. En lo que respecta a

los sistemas aislados de electricidad, que representan 26% de la generación eléctrica del país, la ley contempla que en estos sí puede existir integración vertical. Además, la ley 25844 determinó la vigencia de un nuevo sistema de tarifas para la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, así como la puesta en marcha de una nueva institucionalidad en el sector, orientada a impulsar la racionalidad de las decisiones en el marco de la libre competencia.

En diciembre de 1996 se promulgó la ley 26364 que creó el Organismo Superior de Inversión en Energía (Osinerg), cuya función es fiscalizar, nacionalmente, el cumplimiento de las disposiciones legales y técnicas relacionadas con las actividades de los subsectores de electricidad e hidrocarburos, así como el de las normas legales y técnicas referidas a la conservación y protección del medio ambiente. Entre sus atribuciones, sin embargo, no está la fijación de las tarifas para el transporte y distribución del gas natural ni el otorgamiento de concesiones.

A continuación presentamos las principales normas que determinan el marco regulador peruano.

1. El sistema eléctrico se transformó con la promulgación de la ley de concesiones eléctricas (25844 del 5 de diciembre 1992), modificada y reglamentada mediante una serie de leyes y reglamentos (Presidente de la República de Perú, 1992).
2. En los artículos 2º y 3º de esa ley se determina que el suministro regular de energía eléctrica para uso colectivo constituye servicio público de electricidad, hasta ciertos límites de potencia. Sin embargo, el sector privado podrá expandir y operar el sistema por medio de concesiones con licitación pública. En el artículo 24 se explica que las concesiones permiten utilizar bienes de uso público, y el derecho de obtener la imposición de servidumbres para la construcción y operación de centrales de generación y obras conexas, subestaciones y líneas de transmisión, así como también de redes y subestaciones de distribución para servicio público de electricidad (Presidente de la República de Perú, 1992).
3. La ley 26876 “ley antimonopolio y antioligopolio del sector eléctrico”, publicada en noviembre de 1997, establece límites para la integración vertical, de tal forma que una empresa que participa en una de las actividades del sector eléctrico no podrá poseer más de 5% de participación del mercado en otra actividad integrada verticalmente (Presidente de la República de Perú, 1997).

Así mismo, en el artículo 122 de la ley de concesiones se establece que: “Las actividades de generación y/o de transmisión pertenecientes al sistema principal y/o de distribución de energía eléctrica, no podrán efectuarse por un mismo titular o por quien ejerza directa o indirectamente el control de éste, salvo lo dispuesto en la presente ley. Quedan excluidos de dicha prohibición los actos de concentración de tipo vertical u horizontal que se produzcan en las actividades de generación y/o de transmisión y/o de distribución, que no impliquen una disminución, daño o restricción a la competencia y la libre concurrencia en los mercados de las actividades mencionadas o en los mercados relacionados (Presidente de la República de Perú, 1992).

4. Para la integración horizontal, la ley antimonopolio y antioligopolio del sector eléctrico establece que la concentración tendrá como límite máximo 15% de la participación en el mercado respectivo (Presidente de la República de Perú, 1997).
5. La ley reconoce la actividad de generación de electricidad como la que puede efectuarse en condiciones de competencia y para la cual se establece un régimen de tarifas basado en principios marginalistas. En este caso, el esquema de competencia se da mediante mecanismos indirectos como la libre entrada a la actividad y la competencia por la firma de contratos (artículo 24) (Presidente de la República de Perú, 1992).
6. En la ley de concesiones y su reglamento se designa un nuevo tipo de usuario no sujeto a regulación de precios. Dicho cliente está sujeto a un régimen de libertad de precios según el límite de potencia en la zona de concesión (artículo 8° de la ley y 2° de su reglamento), el cual se fija en un valor equivalente a 20% de la demanda máxima de la zona de concesión de distribución, hasta un tope de 1.000 Kw. Sin embargo, en los sistemas eléctricos en los que no se reúnan los requisitos para la existencia de un comité de operación económica del sistema (Coes), todos los suministros estarán sujetos a la regulación de precios (Presidente de la República de Perú, 1993).
7. La ley de concesiones eléctricas (LCE) y su reglamento no prevén competencia minorista. Sin embargo, en septiembre de 2000 se promulgó el reglamento para la comercialización de electricidad en un régimen de libertad de precios, con el fin de mejorar las condiciones al marco regulador del mercado libre y generar mayores posibilidades de negociación para los clientes libres –usuarios no regulados–. De esta manera, en dicho reglamento se

establecen las modalidades de contratación por utilizar, la facturación de acuerdo con los cargos diferenciados por actividad y la reglamentación del acceso a las instalaciones de transmisión y distribución, fijándose estos cargos (Presidente de la República de Perú, 2000).

8. La actividad de comercialización no se concibe separada de las obligaciones del distribuidor o el generador.

En la tabla 7 se presenta la información del marco regulador de Perú para aplicación de la metodología en los años 1995, 2000 y 2005.

TABLA 7
PERÚ: METODOLOGÍA EN REGULACIÓN, 1995, 2000, 2005

ASPECTO REGULADOR	DESCRIPCIÓN	1995	2000	2005
• Ley de energía	¿Se ha establecido una ley de regulación? (1=Sí; 0=No)	1	1	1
• Privatización de empresas del estado	Grado de privatización establecido por la regulación (1=Total; 0=Nulo)	1	1	1
• Separación vertical	Grado establecido de separación de las actividades G-T-D. (1=Total; 0=Nulo)	0	1	1
• Separación horizontal	Grado máximo permitido de participación horizontal	1	0,15	0,15
• Mercado mayorista	¿La regulación considera el mercado mayorista como un mercado abierto a la competencia? (1=Sí; 0=No)	1	1	1
• Usuario no regulado	Umbral de consumo establecido para ser UNR (Mw)	1	1	1
• Mercado minorista	¿La regulación considera el mercado de venta minorista como un mercado abierto a la competencia? (1=Sí; 0=No)	0	0	0
• Comercializador independiente	¿Se establece la figura de comercializador? (1=Sí; 0=No)	0	0	0

Fuente: elaboración propia.

Según la información de la tabla 7, el desarrollo del marco regulador e institucional peruano se ha caracterizado por profundizar en los aspectos básicos de avance del sector eléctrico, como establecer una ley para el sector, permitir el ingreso de inversionistas privados, regular la integración vertical y horizontal

y, finalmente, establecer la normativa para la creación y funcionamiento de un mercado mayorista de electricidad. El indicador final alcanzado, 0,83 (véase la tabla 8), lo ubica como uno de los marcos más avanzados en regulación del sector eléctrico, salvo en aspectos como el mercado minorista y la introducción de nuevos agentes como los comercializadores independientes.

TABLA 8
PERÚ: INDICADOR GENERAL, 1995, 2000, 2005

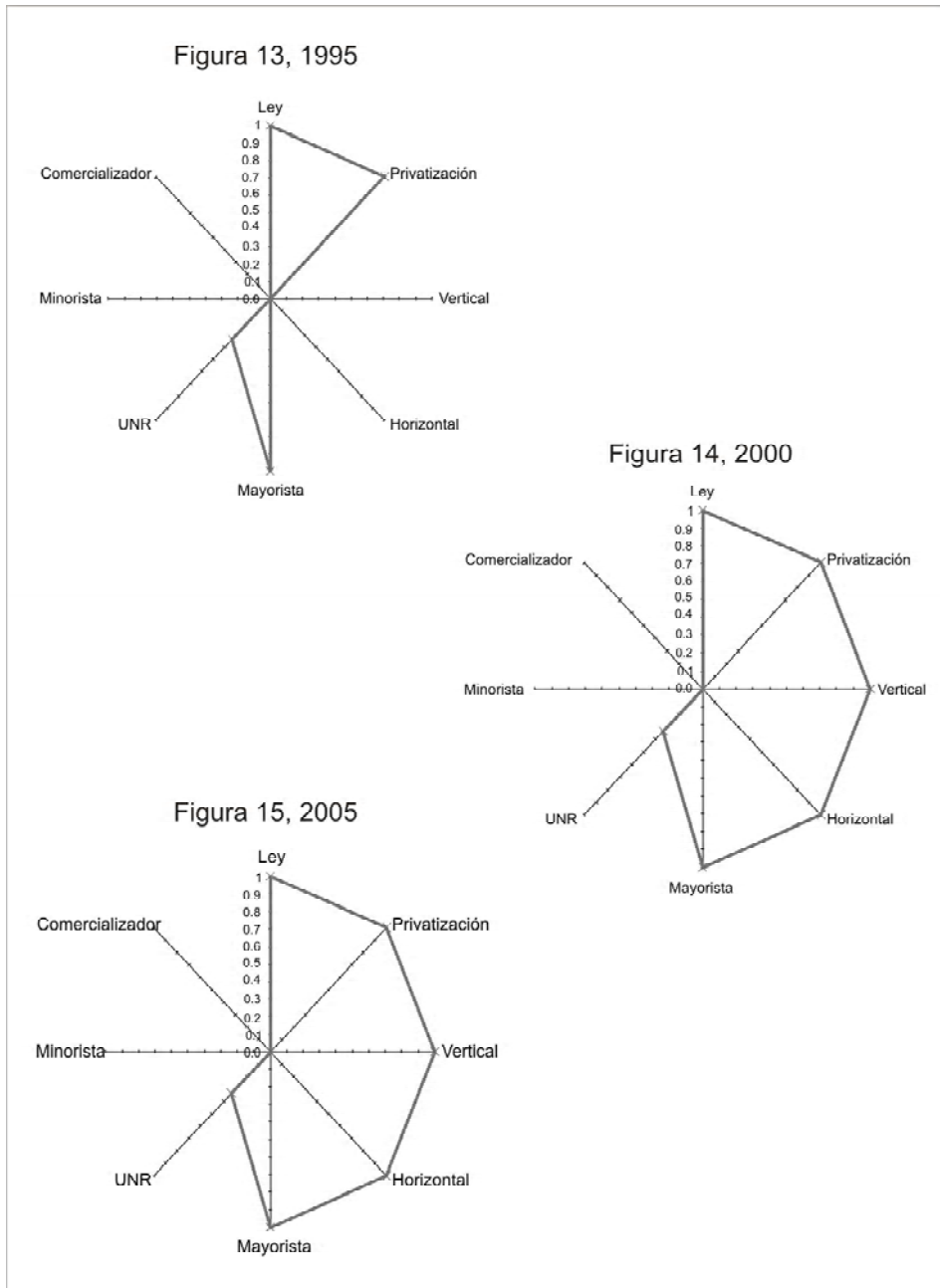
	1995	2000	2005
Ley de energía	1	1	1
Privatización de empresas del estado	1	1	1
Separación vertical	0	1	1
Separación horizontal	0	1	1
Mercado mayorista	1	1	1
Usuario no regulado	0,33	0,33	0,33
Mercado minorista	0	0	0
Comercializador independiente	0	0	0
Indicador general	0,43	0,83	0,83

Fuente: elaboración propia.

Las figuras 13, 14 y 15 muestran cómo los únicos aspectos que no han sido contemplados en la regulación son los relacionados con el establecimiento de mecanismos competitivos en el ámbito minorista de electricidad y la profundización en la desregulación de los usuarios del sector.

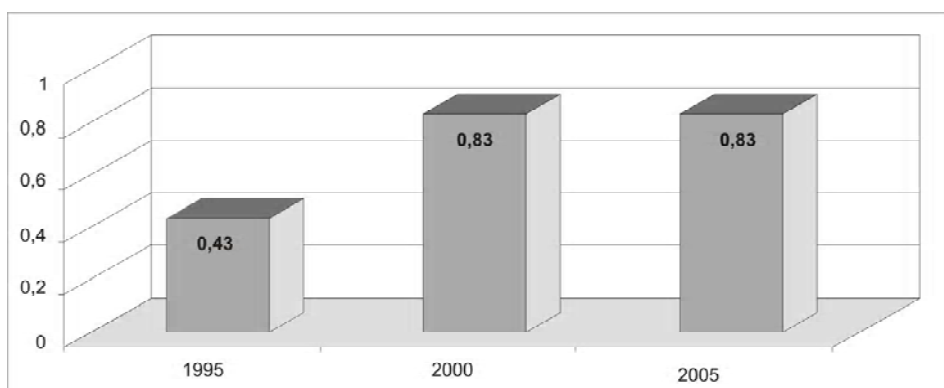
Por otra parte, en el resto de aspectos reguladores se muestra un notorio interés por parte del estado en reformar el sector y permitir la competencia mayorista de electricidad. El indicador general para el marco regulador peruano ha tenido gran aumento en el periodo 1995-2000 (véase la figura 16), debido a la promulgación de la ley antimonopolio y antioligopolio del sector eléctrico, en la que se establecen nuevos lineamientos para garantizar que el sector se desempeñe bajo un entorno de mercado competitivo en el ámbito mayorista.

FIGURAS 13, 14 Y 15
PERÚ: METODOLOGÍA EN REGULACIÓN, 1995, 2000, 2005



Fuente: elaboración propia.

FIGURA 16
PERÚ: EVOLUCIÓN DEL INDICADOR GENERAL, 1995, 2000, 2005



Fuente: elaboración propia.

VENEZUELA

El amplio sistema eléctrico que tiene Venezuela en la actualidad es el resultado de las iniciativas gestadas durante la segunda mitad del siglo veinte. En 1947, la capacidad instalada total existente en el país era cercana a los 174.100 kilovatios, de la cual 54,7% correspondía a empresas dedicadas al petróleo, mientras que sólo 40.000 Kw, casi 23%, cubrían los requerimientos de la capital y sus alrededores, quedando una cifra similar destinada para la cobertura del resto del territorio venezolano, surtido con 22,3% de la capacidad eléctrica instalada. Para entonces, había un promedio nacional de 16,8 vatios de capacidad instalada por habitante, con grandes disparidades entre Caracas, donde se consumía cerca de 69,4 vatios/habitante, y el resto de poblaciones.

Con la creación de la Comisión Venezolana de Fomento (CVF) en 1947, se da un vuelco completo al sistema eléctrico venezolano (SEV), que pasó de un sector fraccionado a uno en el cual la planeación estratégica sería el principal elemento. El estado tomó las riendas de los estudios sobre el potencial del sector eléctrico, y se contrató con firmas internacionales la evaluación sobre las posibilidades, tiempo atrás contempladas, de sacar provecho del río Caroní con fines hidroeléctricos. Tras los resultados positivos arrojados por los estudios, en 1953 se creó la Comisión de estudios para la electrificación del Caroní, y de 1956 a 1961 se construyó el complejo hidroeléctrico de Macagua, compuesto

por seis unidades que marcaron un salto en la historia del SEV. En 1954, el promedio de vatios de capacidad instalada por habitante subió a 88 (17 en 1947), y Macagua I tuvo una gran significación en la región de Guayana, pues contribuyó poderosamente a crear el dinamismo industrial que aún no se detiene.

En 1958, la CVF creó Cadafe, cuya misión era racionalizar la administración y la operación de las quince empresas de electricidad dependientes del estado situadas en todo el país. Un año después entró en funcionamiento Macagua I, y en 1963 la Comisión de estudios para la electrificación del Caroní se convierte en la empresa Electrificación del Caroní C. A. (Edelca), con la misión de aprovechar el potencial hidráulico de todos los ríos al sur del Orinoco. Ese mismo año terminaron los estudios de desarrollo del Caroní aguas arriba de Macagua, y se recomendó la construcción de una presa en el sitio denominado cañón Necuima. De tal forma, en 1963, comenzó a construirse la primera etapa de Guri.

A partir de 1967 hubo importantes acontecimientos, especialmente en el área hidroeléctrica, señalados por el Ministerio de Minas y Petróleo de la República Bolivariana de Venezuela:

- * En 1968 entró en operaciones la primera de diez unidades de la central hidroeléctrica de Guri y continuaron aceleradamente los trabajos en esa central.
- * En 1973 entró en funcionamiento la central hidroeléctrica de Santo Domingo, con una capacidad de 240 Mw.
- * En 1978 concluyó la primera etapa de Guri, alcanzando la central su capacidad máxima de 2.065 Mw. Ese mismo año empezó la construcción de la etapa final.
- * En 1976 se nacionalizaron Enelven y Enelbar, cuando el Fondo de Inversiones de Venezuela, de propiedad estatal, adquiere las acciones mayoritarias de las empresas, en manos de la Canadian International Power. Esta central, posteriormente, aumentó su capacidad a 1.336 Mw.
- * En 1986 se concluye Guri, hoy central hidroeléctrica Raúl Leoni. Al finalizar la obra, la capacidad instalada de esa central es de 10.000 Mw, la más grande del mundo en ese momento.
- * Los últimos hitos en el sector hidroeléctrico fueron la puesta en servicio, en 1987, de la primera fase del sistema Uribante-Caparo, con una capacidad

de 300 Mw de un total final de 1.320 Mw, y el inicio de los trabajos en Macagua II, que prevé una capacidad instalada final de 2.548 Mw.

Pero los avances no se han dado sólo en el campo hidroeléctrico; en el aspecto termoeléctrico los principales acontecimientos en las últimas tres décadas han sido la ampliación de la central de Tocoa en 1.200 Mw, para quedar con una capacidad de 1.540 Mw; la construcción de Planta Centro en Morón (2.000 Mw); y las ampliaciones de Enelven en el Zulia y Enelbar a 953 y 105 Mw, respectivamente.

La mayor parte de las plantas de energía a base de gas fueron instaladas durante las décadas de 1970 y 1980, con una capacidad total de 740 Mw, a la vez que se ampliaron las plantas La Mariposa y La Cabrera, a 150 Mw cada una.

En 1968 se firmó el contrato de interconexión, precedido del cambio de frecuencia, de 50 a 60 ciclos en el área metropolitana de Caracas. Así se dio origen a la Oficina de operación de sistemas interconectados (Opsis), cubriendo a los sistemas más importantes de generación de electricidad, como Cadafe y Edelca. En 1988 se incorporó Enelven al sistema interconectado.

El sector eléctrico venezolano está estructurado en forma mixta, por empresas públicas y privadas. En los dos ámbitos los lineamientos de política son dictados por el Ministerio de Energía y Petróleo, órgano supremo en materia de energía en el país, mediante su dirección de electricidad. El reciente crecimiento y dinamismo del SEV ha estado alimentado por el estado por medio de la renta petrolera, que encontró un promisorio sector en el cual sembrar parte de sus millonarias ganancias. El estado, al disponer de cuantiosos recursos, pudo emprender la explotación del gigantesco potencial hidroenergético del río Caroní, así como también de otros potenciales menores en la región occidental. Paralelamente, pudo capitalizar también parte de la renta petrolera en generación térmica, la construcción de las llamadas “autopistas eléctricas” de 760 Kw ya señaladas, y una red de distribución de miles de kilómetros.

A continuación veremos las principales normas que determinan el marco regulador venezolano.

1. La ley orgánica del servicio eléctrico fue aprobada en 2001, con el fin de establecer las disposiciones que regirán el servicio eléctrico en el territorio venezolano, constituido por las actividades de generación, transmisión, gestión

del sistema eléctrico nacional, distribución y comercialización de potencia y energía eléctrica (Asamblea Nacional de la República de Venezuela, 2001). La aplicación de dicha ley se encuentra en diferentes etapas de desarrollo.

2. El artículo 3° establece para el estado la función de fomentar la participación privada en el ejercicio de las actividades que constituyen el servicio eléctrico. Sin embargo, en el párrafo de dicho artículo se le reserva al estado la actividad de generación hidroeléctrica en las cuencas de los ríos Caroní, Paragua y Caura (Asamblea Nacional de la República de Venezuela, 2001).
3. Según el artículo 6° de la ley, el ejercicio de dos o más de las siguientes actividades: generación, transmisión, gestión del sistema eléctrico nacional y distribución, no podrá ser desarrollado por una misma empresa. La comercialización podrá ser hecha por distribuidores con sus usuarios con tarifa regulada, por generadores o por empresas especializadas en la comercialización de potencia y energía eléctrica (Asamblea Nacional de la República de Venezuela, 2001).
4. En relación con la participación horizontal, el artículo 131 del reglamento general de la ley de servicio eléctrico establece que los límites de cobertura de mercado a los que se refiere el artículo 120 de la ley entrarán en vigencia una vez se abra el mercado mayorista (Presidente de la República de Venezuela, 2001). El artículo 131 establece: “Los límites de cobertura de mercado a los que se refiere esta ley, serán los que se indican a continuación, hasta tanto la Comisión Nacional de Energía Eléctrica establezca otros valores, tomando en consideración la opinión del ente encargado de la promoción y protección de la libre competencia: veinticinco por ciento (25%) de la capacidad instalada de generación total nacional disponible, en el caso de empresas propietarias de instalaciones de generación termoeléctrica; veinticinco por ciento (25%) del total nacional de energía facturada, en el caso de empresas de distribución; hasta quince por ciento (15%) del total nacional de energía facturada a ser comercializada por todas las empresas comercializadoras especializadas. Una empresa comercializadora no podrá tener más del veinte por ciento (20%) de ese mercado” (Asamblea Nacional de la República de Venezuela, 2001).
5. El estado promoverá la competencia en las actividades del servicio eléctrico en las que sea pertinente (artículo 3° de la ley); además, regulará las situaciones de monopolio en las que la libre competencia no garantice la prestación

eficiente en términos económicos (Asamblea Nacional de la República de Venezuela, 2001). En el artículo 24 de la misma ley se establece que el ejercicio de la actividad de generación de energía eléctrica está abierto a la competencia, previa autorización de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica y de conformidad con la ley y demás normas que regulen la materia. Así mismo, en el artículo 85 del reglamento de la ley se estipula que la actividad de generación se desarrollará en el contexto del mercado mayorista bajo un régimen de competencia con base en un sistema de ofertas de generación (Presidente de la República de Venezuela, 2001).

6. En el párrafo del artículo 7° de la ley se define como gran usuario aquel cuya demanda de potencia y energía sea superior a un límite definido de acuerdo con la misma. El artículo 118 estipula que mientras la Comisión Nacional de Energía Eléctrica establezca otro valor, el límite para calificar a los grandes usuarios será de 5 Mw (Asamblea Nacional de la República de Venezuela, 2001).
7. Según el artículo 38, se entiende por comercialización la actividad de compra y venta de potencias y de energía eléctrica; dicha actividad se establecerá bajo un marco de libre competencia (Asamblea Nacional de la República de Venezuela, 2001).
8. De acuerdo con ese mismo artículo 38, se crean las empresas especializadas en comercialización, que ejercen esta actividad bajo régimen de competencia, previa autorización de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica y con las limitaciones establecidas en esa ley (Asamblea Nacional de la República de Venezuela, 2001).

De acuerdo con la metodología, en la tabla 9 se resume la información relevante para el cálculo de los indicadores descriptivos en los años seleccionados.

Los indicadores obtenidos en el caso venezolano demuestran que el estado ha hecho un gran esfuerzo para diseñar un marco regulador que promueva la competencia en los niveles del sector que lo requieran. Sin embargo, es importante aclarar que dicha afirmación no necesariamente refleja la realidad del sector eléctrico en Venezuela, ya que la metodología diseñada sólo considera los aspectos contenidos en el marco regulador e institucional de los países, mas no la situación real en cada uno. De esta manera, en 2005 la mayoría de indicadores descriptivos muestran un referente adecuado para la elaboración de marcos

TABLA 9
VENEZUELA: METODOLOGÍA EN REGULACIÓN, 1995, 2000, 2005

ASPECTO REGULADOR	DESCRIPCIÓN	1995	2000	2005
• Ley de energía	¿Se ha establecido una ley de regulación? (1=Sí; 0=No)	0	0	1
• Privatización de empresas del estado	Grado de privatización establecido por la regulación (1=Total; 0=Nulo)	0	0	0,3
• Separación vertical	Grado establecido de separación de las actividades G-T-D. (1=Total; 0=Nulo)	0	0	1
• Separación horizontal	Grado máximo permitido de participación horizontal	1	1	0,25
• Mercado mayorista	¿La regulación considera el mercado mayorista como un mercado abierto a la competencia? (1=Sí; 0=No)	0	0	1
• Usuario no regulado	Umbral de consumo establecido para ser UNR (Mw)	999*	999*	5
• Mercado minorista	¿La regulación considera el mercado de venta minorista como un mercado abierto a la competencia? (1=Sí; 0=No)	0	0	1
• Comercializador independiente	¿Se establece la figura de comercializador? (1=Si, 0=No)	0	0	1

* El valor 999 significa que para tal fecha de corte aún no se había definido el límite para ser usuario no regulado. Un valor como este permite hacer el cálculo según la metodología propuesta, asignándole un valor de 0 a su indicador final.

Fuente: elaboración propia.

reguladores en el sector eléctrico, un comportamiento esperado, en parte, por ser el último país entre los analizados en establecer su ley eléctrica, situación que le permitió observar las experiencias y modelos implementados no sólo en los sectores eléctricos de la región, sino en otros países del mundo.

Dado el avance en ciertos aspectos de la regulación, Venezuela aún necesita profundizar en las garantías para la participación privada en el sector, así como la separación horizontal y la desregulación de sus usuarios, lo que le permitiría a éstos elegir su proveedor de energía eléctrica.

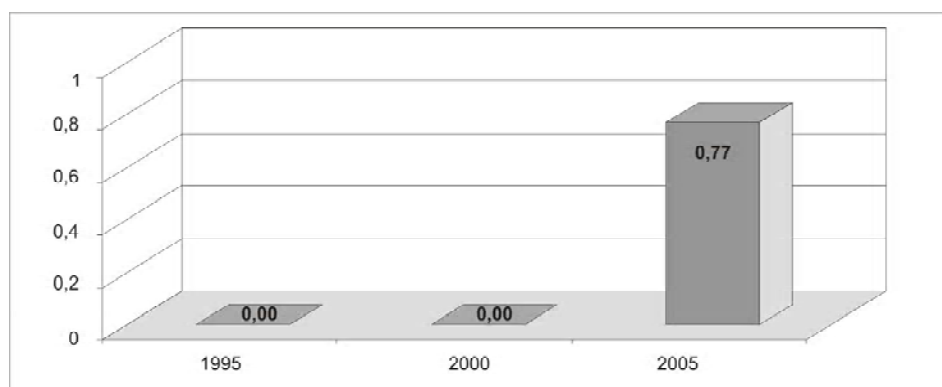
TABLA 10
VENEZUELA: INDICADOR GENERAL, 1995, 2000, 2005

	1995	2000	2005
Ley de energía	0	0	1
Privatización de empresas del estado	0	0	0,3
Separación vertical	0	0	1
Separación horizontal	0	0	0,88
Mercado mayorista	0	0	1
Usuario no regulado	0	0	0
Mercado minorista	0	0	1
Comercializador independiente	0	0	1
Indicador general	0	0	0,77

Fuente: elaboración propia.

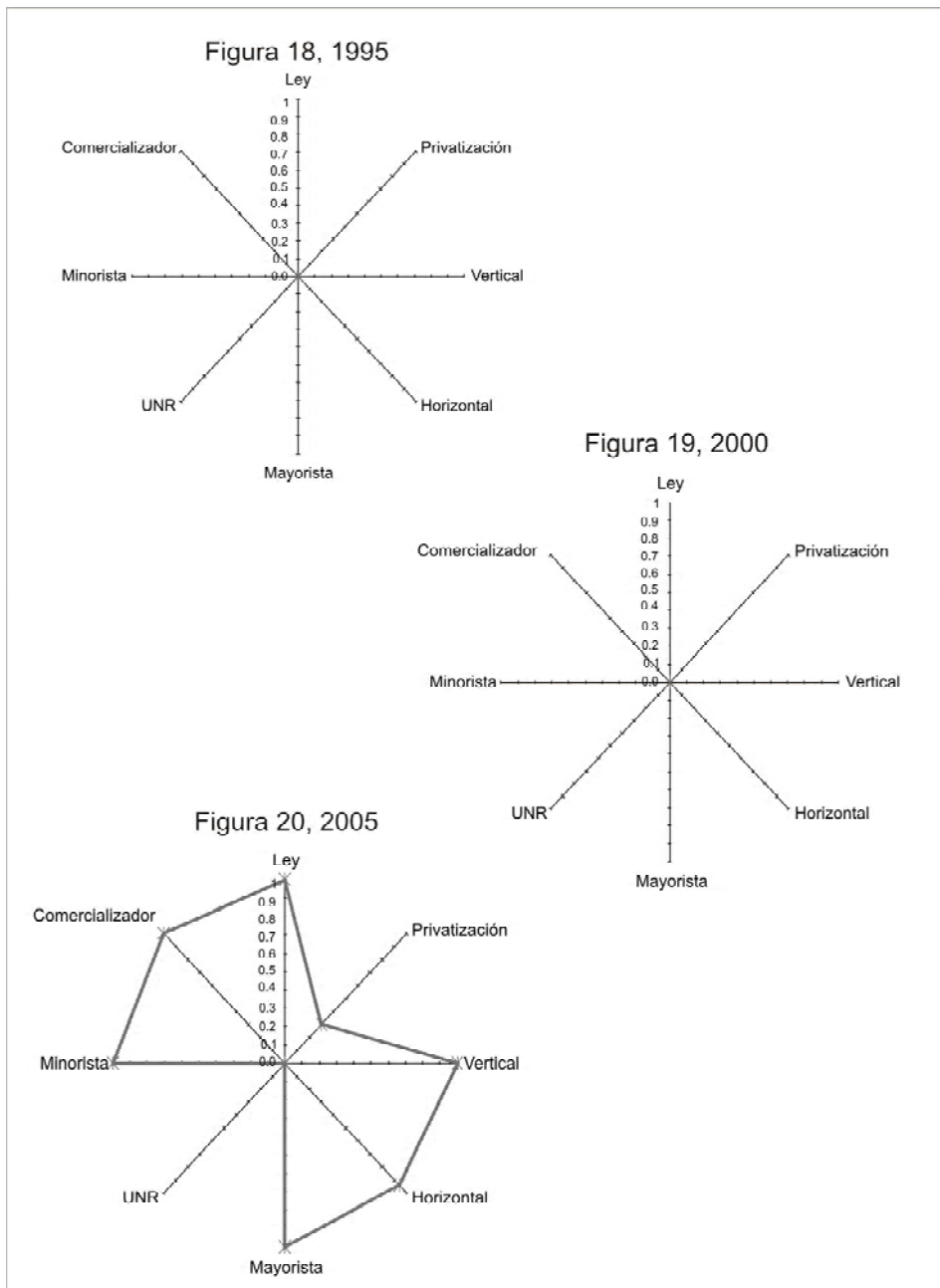
Como se observa en la figura 17, el marco regulador del sector eléctrico venezolano ha alcanzado un grado de desarrollo superior al de otros países de la región, debido quizás a que fue el último país en proponer la reforma para su sector eléctrico, lo que le permitió desarrollar propuestas acordes a los mayores avances en la regulación del sector eléctrico mundial.

FIGURA 17
VENEZUELA: EVOLUCIÓN DEL INDICADOR GENERAL, 1995, 2000, 2005



Fuente: elaboración propia.

FIGURAS 18, 19 Y 20
 VENEZUELA: METODOLOGÍA EN REGULACIÓN, 1995, 2000, 2005



Fuente: elaboración propia.

REFLEXIONES ACERCA DEL EJERCICIO

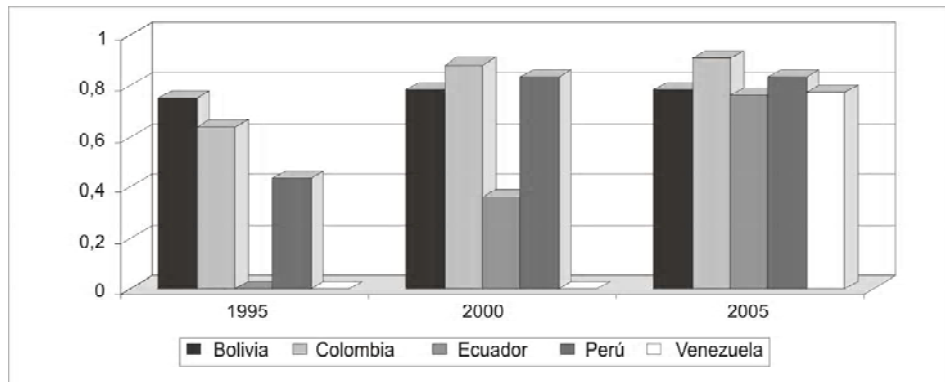
La diversidad en relación con la velocidad de ejecución y alcance de las reformas es una característica común en los procesos de evolución de los sectores eléctricos analizados, y depende de la madurez del mercado y de la disponibilidad de un marco institucional estable y transparente que asuma un papel activo en las transformaciones del sector.

En la medida en que los sectores eléctricos de los países evolucionan de un modelo a otro, se crean diferentes requerimientos en todos los niveles de participación de la industria, desde la generación hasta la comercialización, pasando por la transmisión y la distribución. Sin embargo, se ha evidenciado que los mismos elementos no son apropiados en todos los países, lo que lleva a examinar con cautela el estado actual del sector eléctrico en cada nación, con el fin de proponer los cambios que mejor se ajusten a sus condiciones particulares. De otro lado, en lo que parece haber concordancia es en los objetivos, que buscan establecer la competencia en el mercado eléctrico para alcanzar eficiencia económica y mejorar la calidad del servicio, que se trasladen a los consumidores en términos de menores precios por la energía.

En la figura 21 se puede observar una comparación del avance en el desarrollo de los marcos reguladores para los sectores eléctricos de los países analizados. En 1995, los esfuerzos de unos pocos países se concentraban en la expedición de una ley eléctrica que estableciera mecanismos competitivos en el mercado mayorista. En los años siguientes, los que contaban con una ley avanzaron en la normativa de aspectos como posiciones antimonopólicas y la desregulación de sus usuarios, mientras que, por otro lado, Ecuador y Venezuela apenas comenzaban a proponer los lineamientos normativos del sector. Sin embargo, la experiencia previa de los otros países generó un aprendizaje que les permitió desarrollar propuestas más avanzadas, con el fin de no quedar relegados en la reglamentación de los principales aspectos del marco institucional y regulador.

En cuanto al marco regulador, en Venezuela reviste una mayor atención, ya que representa el único sistema, entre los países analizados, en el que no se han emprendido en la práctica las reformas que hayan afectado la estructura institucional y reguladora del sector eléctrico. En el desarrollo de la reglamentación se ha avanzado sólo en áreas como el reglamento del servicio de distribución y las normas de

FIGURA 21
COMPARACIÓN DE LOS INDICADORES GENERALES
DE LA METODOLOGÍA EN REGULACIÓN, 1995, 2000, 2005



Fuente: elaboración propia.

calidad de distribución. Es, por tanto, un marco regulador que aún no ha sido implementado en los aspectos propuestos.

En el proceso de cambio en los sectores eléctricos de algunos países latinoamericanos, una característica central que debe resaltarse es la de optar por un modelo competitivo de mercado, basándose en parte en el esfuerzo pionero de los primeros países que introdujeron cambios a sus estructuras de mercado eléctrico, entre ellos Chile, Reino Unido y los países escandinavos. Este comportamiento podría explicarse como un proceso de aprendizaje de los países líderes del cambio, que aporta lecciones importantes a otros que reconocen la necesidad de introducir reformas en sus sectores eléctricos. De esta manera, al aplicar la metodología propuesta se ratificó cómo los cambios en los mercados eléctricos cuestionan a otros mercados acerca de nuevas propuestas de reformas. En este sentido, algunos países han tenido la oportunidad de estudiar con más detalle las experiencias de los pioneros, presentando soluciones alternativas sofisticadas.

En general, frente a un panorama como el analizado en esta metodología, se muestra, por una parte, la necesidad de introducir reformas institucionales en el sector, que lleven a modificar el rol actual del estado, a fin de hacerlo más efectivo en sus labores de supervisión; y, por otra, de propiciar en las empresas privadas

comportamientos productivos. Así mismo, el desempeño de estos sectores puede mejorar si se genera un escenario regulador apropiado para el esquema de mercado seleccionado. Una pregunta común que se hacen los gobernantes y reguladores en todo el mundo es si reestructuran o privatizan sus sectores eléctricos. Sin embargo, cualquiera sea la razón por la cual se busque el cambio, es necesario conocer las implicaciones que tiene optar por uno u otro camino.

Capítulo 6

Aplicación de la metodología escenarios y prospectiva a los países de la Comunidad Andina de Naciones

LINA MARÍA BASTIDAS • SANTIAGO MONTOYA • RICARDO SMITH QUINTERO

Los escenarios prospectivos se escogieron como herramienta fundamental para el seguimiento de los mercados eléctricos, debido a las características del sector y a la alta incertidumbre que le es inherente; son, además, una herramienta que permite considerar las incertidumbres a largo plazo cuando se diseña una estrategia o se diseña un plan, y representan una serie de futuros posibles contra los que se pueden probar las estrategias de una organización.

A continuación se presentan los resultados globales del ejercicio de aplicación de la metodología descrita. Tal como se dijo, consta de dos fases: el ejercicio de los escenarios para el mercado; y la construcción de los indicadores que permitirán determinar en un momento dado hacia cuál o combinación de estos tiende el mercado eléctrico de la región andina.

CONSTRUCCIÓN DE ESCENARIOS

El primer paso en la construcción de escenarios para un mercado es determinar el periodo de análisis. Por las características propias del mercado eléctrico, se recomienda hacer estudios de periodos largos, por lo general mayores de cinco o diez años, porque los resultados de las decisiones que se toman en un momento del tiempo se perciben años después. Por esta razón se determinó que el periodo de estudio contemplara los próximos veinte años. El análisis de un periodo mayor requiere de herramientas y presupuesto que no se tienen.

ANÁLISIS DE LA BIBLIOGRAFÍA E IDENTIFICACIÓN DE TENDENCIAS

Como se mencionó en la descripción de la metodología, después de determinar el periodo de estudio, el análisis de información sobre tendencias futuras en la

región y el mundo ayudará a determinar los hechos y tendencias que influirán de manera importante en el mercado eléctrico, y que determinarán los escenarios.

Aun cuando la prospectiva es una herramienta utilizada desde hace varias décadas por empresas como Shell, en esta región ha sido poco usada y estudiada por los profesionales del sector eléctrico, lo cual hace que sea complicado hallar trabajos prospectivos en los países de la CAN y Bolivia. No obstante, se encontró que en Argentina, México y Uruguay se ha trabajado bastante en el asunto, y sirven de referencia para determinar tendencias debido a que tienen características económicas, políticas y sociales similares a los países andinos. Tal vez donde más se ha pensado el futuro energético con herramientas prospectivas es en Colombia, con trabajos tan importantes como el que desarrolló la Unidad de planeación minero-energética (Upme) en 2000, en el que se definieron cuatro escenarios para 2020 en el sector energético y se determinaron las posibles tendencias, ciertas e inciertas. Además, Colombia tiene una característica única, el conflicto armado, que diferencia el país de los otros que se estudiaron.

Se encontraron también ejercicios de escenarios energéticos realizados por diferentes países y organizaciones, y se analizaron los de Shell (1998-2020), la Unión Europea y los hechos por el International Institute for Applied Systems Analysis (IIASA) en cooperación con el Consejo Mundial de Energía (Nekicenovic, Grübler y McDonald (eds.). 1998), que tienen un horizonte a cincuenta años.

TENDENCIAS ENCONTRADAS EN LOS TRABAJOS PROSPECTIVOS EN AMÉRICA LATINA Y EL MUNDO, QUE DETERMINARÁN LA EVOLUCIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO DE LA CAN

Entre los trabajos prospectivos que se analizaron se encontraron tendencias, algunas más marcadas y más inciertas, que finalmente son las que definen los escenarios presentados como resultado final en cada trabajo. Muchas son similares en algunos países e incluso en el mundo, debido a que la globalización hace que sectores como el energético se homogeneicen y, probablemente, sigan caminos similares. Sin embargo, las condiciones políticas, sociales y económicas son las que determinan el grado de influencia de cada tendencia.

GLOBALIZACIÓN E INTEGRACIÓN ENERGÉTICA

La apertura económica y la globalización son elementos que influyen mucho en el comercio internacional, la inversión y la competitividad de la economía en su conjunto. Desde este punto de vista, no se puede pensar ningún futuro energético con economías cerradas. Esto implica el incremento de los intercambios internacionales de energía eléctrica y gas, mayor competencia entre energéticos, entrada de nuevos actores y nuevos capitales al sector, aumento en la competitividad internacional y desarrollo de esquemas de mercados internacionales.

“Hasta ahora las oportunidades de interconexión en la región han estado restringidas a casos puntuales resultantes de condiciones de emergencia en un país, que coinciden con la presencia de excedentes energéticos en el país vecino dando solución a problemas específicos de abastecimiento en zonas fronterizas” (ISA, 2005).

Según Shell, la globalización es sostenible e, incluso, aumenta, mientras que la Unión Europea contempla también la posibilidad de que fracase.

CONCIENCIA Y PRESIÓN NACIONAL E INTERNACIONAL SOBRE LA CALIDAD ENERGÉTICA Y AMBIENTAL

Los consumidores, las organizaciones nacionales e internacionales y las instituciones reguladoras cada vez serán más exigentes en el control de la calidad ambiental. Esta conciencia implicará cambios en el modo de consumo, lo que afectará la demanda energética. En el sector productivo habrá más conciencia ambiental, control social y autocontrol en torno al ambiente, lo que favorecerá el desarrollo de las fuentes de energía alternativa y no renovables y de proyectos energéticos limpios, y tendrá efecto en las exportaciones de carbón y petróleo.

PREVALENCIA DE LOS MECANISMOS DE MERCADO

Al desarrollarse esquemas desregulados y la privatización, mediante la venta de activos y la no inversión del estado, el sector energético pasa a manos del sector privado y el estado se limita a regular lo necesario, para garantizar la competencia sana en el mercado. En consecuencia, por la alta concentración del capital se pueden presentar mercados oligopólicos o monopólicos.

Se espera introducir mecanismos de mercados en el sector energético, que aumenten la competencia; en consecuencia, el sector debería ser más eficiente y la productividad mayor.

Se espera también tener una bolsa energética integrada, el aumento de la participación privada internacional y la consolidación del mercado de energía eléctrica. Y, según Shell, que aumenten la competencia, los mercados y la desregulación.

CAMBIO EN PATRONES DE CONSUMO

Se refiere a los nuevos paradigmas que se están generando por parte de la comunidad ambiental, que conducen a cambios en las forma de consumir la energía; por ejemplo, exigencias del consumidor por energías verdes o eco-amigables.

REACTIVACIÓN PETROLERA, CONSOLIDACIÓN DEL GAS Y DEL CARBÓN DE EXPORTACIÓN Y MAYOR DESARROLLO ELÉCTRICO

Se prevé mayor uso de gas, lo que generará su participación creciente en la canasta energética. El gas natural se considera el combustible del futuro, y en Colombia se estima que hay reservas para, por lo menos, dieciocho años. Es necesario desarrollar estructuras para el transporte y consumo de este energético (Seminario Internacional de Energía, 2005).

La demanda mundial de carbón tiende a disminuir por presiones ambientales, debido a que es muy contaminante; no obstante, las características del carbón colombiano lo hacen menos contaminante, por lo cual es posible un leve aumento en sus exportaciones.

En Colombia se pronostica mayor actividad petrolera a corto y mediano plazo, aun cuando depende de la evolución de los mercados petroleros mundiales y de las características geológicas del país. Según Luis Ernesto Mejía, ministro de Minas y Energía en el momento en que se efectuaba este estudio, Colombia será un país petrolero hasta 2011; por esta razón, a corto plazo se espera que aumente el nivel de explotación de los campos actuales.

En cuanto al desarrollo eléctrico debido a la posibilidad de aumento de exportación a países vecinos, cabe la posibilidad también de que el sector no de-

sarrolle proyectos importantes de expansión debido a que los generadores no tendrán retornos rápidos, y es posible que haya quiebras (Seminario Internacional de Energía, 2005).

Según la Olade, la electricidad continuará en aumento, por las políticas de mayor electrificación en los sectores residencial, industrial, comercial y de servicios. La demanda creciente y en permanente evolución será abastecida, sobre todo, por los importantes recursos hidroeléctricos que poseen todos los países andinos. Por su parte, Shell considera que la electricidad se expandirá más, debido a que la distribución será cada vez mayor.

La producción petrolera de la región crecerá a una tasa promedio anual de 2,8% entre 1990 y 2010, para atender la demanda interna y los objetivos de exportación. El estudio de la Olade prevé una caída drástica en las reservas petroleras del Ecuador, que pasaría de exportador a autosuficiente a partir de 2010.

El gas natural, que en su mayoría está asociado al petróleo, progresa casi al mismo ritmo que este -2,7% anual-, destinándose, en 2010, la mayor parte a la demanda intermedia de las centrales térmicas, seguido por el consumo industrial y los requerimientos de los centros de gas. El carbón mineral mantendrá en 2010, los niveles de participación (6%) en la producción total de energía primaria que registró en el pasado.

DESEMPEÑO DE LA ECONOMÍA

Esta tendencia es muy incierta, ya que la economía de los países de la CAN y Bolivia se encuentra en un nivel de bajo desempeño, y no se sabe si mejorará o seguirá en el nivel actual. En una situación de desempeño pobre, el modelo económico podría hacer crisis, generando una nueva intervención estatal y la disminución de la inversión extranjera y nacional. Hay una tendencia más clara hacia las concentraciones de capital.

Se espera una dualidad social o equidad social creciente entre ricos y pobres, así como el aumento de la población urbana, que impacta el consumo energético.

Según la Olade, el crecimiento económico para la región andina será moderado pero sostenido, y el PIB per cápita se incrementará, ya que la población estará aumentando 2,4% para 2010.

CAMBIOS TECNOLÓGICOS

En los próximos años puede haber desarrollos tecnológicos importantes que podrían tener un impacto significativo en el sector energético. Estos cambios tecnológicos pueden impactar: directamente de dos formas: sobre los esquemas de producción y conversión; o indirectamente, cambiando los estilos de vida y, por ende, el perfil de los consumidores.

Los desarrollos tecnológicos pueden verse estimulados por consideraciones económicas y por restricciones ambientales. Nuevos modos de producción y consumo podrían surgir mediante la imposición de intereses internacionales. Cambios tecnológicos que pueden afectar la demanda de energía son el desarrollo del comercio electrónico y la innovación en modos de producción –celdas, gasificaciones, fusión, energía solar y otros–.

Se espera que la tecnología y la innovación tengan una alta influencia en el sector energético internacional, y sean los jalonadores, debido a que la tecnología implica información directa, eliminando las intermediaciones, permitiendo que las personas tomen el control.

CAPACIDAD DE GENERACIÓN DE DIVISAS POR MEDIO DE LOS RECURSOS ENERGÉTICOS

Hay incertidumbre acerca de la posibilidad de que en el futuro el sector energético siga siendo fuente importante de divisas, por dificultades o falta de éxito en la exploración y explotación petrolera, por la poca previsibilidad en la adición de valor a estos recursos naturales o por las incidencias posibles de las cuotas de reducción de emisiones.

Hay una probabilidad alta de que la prevalencia de los energéticos actuales decrezca y, en consecuencia, la generación de divisas se reduzca. La tendencia mundial es a disminuir la dependencia de las fuentes energéticas primarias como el carbón y el petróleo, lo que genera como alternativas de generación de divisas la venta de energía eléctrica y gas a países vecinos.

DEMANDA

Según la Upme, en Colombia se espera un crecimiento de la demanda de 4% en un escenario alto, y el aumento de usuarios no regulados. De acuerdo con la Olade, la demanda energética en la CAN y Bolivia tendrá un crecimiento moderado, por debajo del PIB. Sin embargo, se espera que el consumo de electricidad aumente. El World Energy Outlook, por su parte, consideró en 2004 que la demanda energética mundial crecerá a 7% anual, y que la mayoría de ese crecimiento será absorbido por el gas natural, el carbón y el petróleo.

AUMENTO DE LA CAPACIDAD ELÉCTRICA

En 2010 se necesitarán 36.000 Mw en la región andina, incluyendo a Bolivia, de los cuales casi 60% será de origen hidráulico, y el complemento térmico operará en 66% a base de gas natural, 16% con carbón mineral y el resto a base de derivados de petróleo. Venezuela es el país que participará más del total instalado (52%) en 2010, y aportará 61% del total hidroeléctrico que se adicionará en la subregión (Olade, 1993).

TARIFAS

Las tarifas se ven afectadas por la competencia y dependerán del grado de desarrollo de la estructura del sistema, de la tecnología y de si hay expansión e integración. Reflejarán progresivamente el verdadero costo del servicio; en este mismo sentido, se eliminarán los subsidios, quedando subsidiadas sólo las clases verdaderamente pobres del país.

APROPIACIÓN DEL SIGNIFICADO DEL PROTOCOLO DE KIOTO

De darse una interpretación e implantación adecuadas de las restricciones del Protocolo, podrían desarrollarse energías renovables mediante crédito de CO₂, mecanismos de producción más limpios, por medio de energías alternativas, carbón verde y otros. Si el Protocolo no se apropia adecuadamente, existe la posibilidad de que organismos internacionales limiten algunos mecanismos internos de producción de energía.

TENDENCIAS DEL SECTOR ELÉCTRICO EN LA REGIÓN

Con la información obtenida de los trabajos analizados se elaboró un cuadro con las tendencias y opciones posibles, para discutir las con el fin de elaborar unos escenarios para el sector eléctrico de la CAN. La tabla 1 presenta la propuesta base sobre la evolución de los mercados eléctricos, ya que contempla las posibles tendencias que determinan dicha evolución. El paso siguiente fue determinar, con la ayuda de expertos, según las características de la CAN, las tendencias más significativas.

TABLA 1
PROPUESTA BASE SOBRE LA EVOLUCIÓN DE LOS MERCADOS ELÉCTRICOS
EN LOS PAÍSES ANALIZADOS

TENDENCIAS	OPCIONES CONSIDERADAS
a) Escenarios socio-económicos	<ul style="list-style-type: none"> • Tasa de crecimiento baja • Tasa de crecimiento media • Tasa de crecimiento alta
b) Elasticidades de demanda	<ul style="list-style-type: none"> • Aumento acelerado de usuarios no regulados • Aumento moderado de usuarios no regulados
c) Condiciones de hidroelectricidad para la generación eléctrica	<ul style="list-style-type: none"> • Aumento en la capacidad hidráulica • Disminución de la capacidad hidráulica • Se mantiene la capacidad hidráulica
d) Importaciones y almacenamiento de gas natural	<ul style="list-style-type: none"> • Generación de punta basada en térmicas a gas • Generación base basada en térmicas a gas
e) Interconexiones eléctricas regionales.	<ul style="list-style-type: none"> • Aumentan • Se mantienen sólo en situaciones de emergencia • Autosuministro de energía eléctrica en cada país
f) Intercambios regionales de electricidad	<ul style="list-style-type: none"> • Intercambios restringidos • Mercado abierto: bolsa energética integrada (países de la CAN y Bolivia)
g) Calidad energética ambiental	<ul style="list-style-type: none"> • Conciencia ambiental • Dependencia de combustibles fósiles
h) Protocolo de Kioto	<ul style="list-style-type: none"> • No se implementa • Se implementa rápidamente • Se implementa lentamente
i) Mecanismos de mercado	<ul style="list-style-type: none"> • Desregulación y privatización rápida • Desregulación y privatización lenta • No se da la desregulación y privatización

Continúa en la página siguiente

TENDENCIAS	OPCIONES CONSIDERADAS
j) Tarifas	<ul style="list-style-type: none"> • Aumento moderado • Disminución por la competitividad interna del sector • Volatilidad en los precios • Eliminación de subsidios
k) Patrones de consumo	<ul style="list-style-type: none"> • Cambio por conciencia ambiental • Hay un cambio lento en el patrón de consumo
l) Petróleo	<ul style="list-style-type: none"> • Reactivación petrolera a corto y mediano plazo • Consumo de petróleo alto • Disminución de las reservas a mediano plazo
m) Gas	<ul style="list-style-type: none"> • Aumento de la demanda • Importante sustitución de electricidad por gas natural • Consumo estable • Disminución del consumo
n) Carbón	<ul style="list-style-type: none"> • Disminución de la demanda del carbón • Aumento de la exportación de carbón de Colombia
o) Expansión del sector eléctrico	<ul style="list-style-type: none"> • No hay proyectos importantes de generación hidráulica • Se crean más líneas de transmisión para las interconexiones regionales • Aumento de la capacidad de generación eléctrica
p) Tecnología	<ul style="list-style-type: none"> • Desarrollo de fuentes alternas de generación • En los próximos veinte años no hay grandes innovaciones tecnológicas • Sólo se genera nueva tecnología por demandas ambientales
q) Energías renovables	<ul style="list-style-type: none"> • Compromiso estatal de metas con la penetración de las energías renovables • La penetración de energías renovables se deja al mercado

Fuente: elaboración propia.

RESULTADOS DEL TALLER DE TENDENCIAS

Existen diversas formas de construir los escenarios; en este trabajo se optó por hacer un panel de expertos que discutieran las tendencias futuras más importantes o jalonadoras del sector eléctrico en la región andina. El taller se realizó el 9 de noviembre de 2005, en el marco del segundo Seminario internacional de políticas energéticas. Participaron por Colombia Sergio Botero, Isaac Dyrer, Mario García (Observatorio Colombiano de Energía), Ever Maya (ISA) y Santiago

Montoya; Marcelo Neira, de la Olade-Ecuador, y Milton Balseca, del Ecuador también.

La metodología del taller consistía en hacer una exposición de las tendencias energéticas a veinte años, adaptadas para la CAN de los trabajos prospectivos analizados. Después de la exposición, y con base en la tabla 1, se preguntó a cada uno cuáles eran las dos tendencias más importantes que jalonarían el sector eléctrico en veinte años. Los resultados se presentan en la tabla 2.

TABLA 2
TENDENCIAS PRINCIPALES SEGÚN LOS EXPERTOS

EXPERTO	TENDENCIAS ESCOGIDAS
Sergio Botero	<ul style="list-style-type: none"> • Intercambios regionales de electricidad • Aumento de la demanda en consumidores no regulados
Isaac Dyner	<ul style="list-style-type: none"> • Aumento de la demanda • Intercambios regionales de electricidad
Mario García	<ul style="list-style-type: none"> • Tecnología • Intercambios regionales de electricidad
Ever Maya	<ul style="list-style-type: none"> • Intercambios regionales de electricidad • Expansión del sector eléctrico
Santiago Montoya	<ul style="list-style-type: none"> • Intercambios regionales de electricidad • Legislación integrada
Marcelo Neira	<ul style="list-style-type: none"> • Precio del petróleo • Estabilidad socioeconómica
Milton Balseca	<ul style="list-style-type: none"> • Cambios de consumo por conciencia ambiental • Energías renovables

Fuente: taller 15 de noviembre de 2005. Segundo seminario internacional de políticas energéticas.

De las posibles tendencias escogidas hay algunas que no se encuentran dentro de las hipótesis encontradas en el primer barrido bibliográfico, y que se deben tener en cuenta para los trabajos futuros. Después de llegar a este cuadro mediante el panel de expertos, entre los participantes se logró un consenso de las dos tendencias que van a jalonar el sector eléctrico en los países de la CAN. Se eligieron dos debido a la complejidad y laboriosidad que implica construir más de cuatro escenarios dentro de la metodología.

Se acordó fácilmente que los cinco principales jalonadores, sin importar el orden, son: intercambios regionales de electricidad; demanda alta; regulación;

medio ambiente; y tecnología. En consenso todos opinaron que la tendencia principal es, sin duda, el aumento en el intercambio regional de electricidad entre los países de la región andina e, inclusive, con otros países; la segunda tendencia jalonadora del sector fue la demanda, aun cuando no es muy clara, ya que en otras reuniones en Medellín, con conocedores del sector, se llegó a la conclusión de que la regulación es un aspecto predominante en la evolución futura e, incluso pasada, de los sectores eléctricos.

Por otra parte, el 6 y el 27 marzo de 2006 se hicieron dos paneles en Medellín, con expertos en mercados energéticos de la Facultad de Minas de la Universidad Nacional de Colombia. A continuación describimos las conclusiones. Se discutieron la importancia y la fuerza de cada una de las variables dentro del mercado eléctrico. La discusión más fuerte fue a raíz de la variable demanda; se analizó si esta era pertinente como jalonadora de los escenarios, debido a que en las tendencias encontradas en los trabajos analizados se vio que en los próximos años la demanda en la región andina será una variable creciente, una tendencia con poca incertidumbre. En la primera reunión se hizo un ejercicio de escenarios con demanda e intercambio de energía.

Otra variable candidata para la determinación de los escenarios es la tecnología; no obstante, en el panel de expertos se concluyó que no será una variable decisoria en el mercado eléctrico dentro de los próximos diez años, sino, tal vez, dentro de un lapso más largo. Los países de la región andina, ni Bolivia, generan tecnología; por el contrario, por sus necesidades de energía se apropian de la nueva, e incluso tienen una inercia tecnológica muy marcada. La apropiación e inserción de la tecnología en el sector eléctrico y en general en varios sectores económicos es muy lenta.

Se encontró también que los impactos ambientales que pueden surgir en la generación de energía eléctrica son marginales. Además, si se llegara a tener un alto crecimiento de la demanda que lleve consigo racionamientos, el medio ambiente pasa a segundo plano, debido a que lo más importante es abastecer de energía a un país para su desarrollo y sostenibilidad.

La principal conclusión de estos paneles de expertos son los ejes que se escogieron como base para la construcción de los escenarios. La primera variable es el nivel de integración física de electricidad regional, en el que tenemos en un extremo del eje una situación con una integración física total y en el otro no hay integración; en cada país estudiado se presenta entonces una situación de

autosuficiencia en energía eléctrica. La otra variable indica el tipo de esquemas de mercado: en un extremo hay un esquema de mercado descentralizado y en el otro uno centralizado.

Concluimos entonces que tres de las cinco principales variables que jalonarán el sector eléctrico en los próximos veinte años no son adecuadas para determinar escenarios generales. Sin embargo, intercambios y tendencias políticas, regulación y esquemas de mercado son las que van a definir los escenarios de este trabajo.

Análisis de variables

Después de identificar las tendencias, de cada una se extrajeron las principales variables que afectan los mercados eléctricos en general. En esta etapa se trata de identificar la incidencia de unas variables sobre las demás, en especial las que tienen que ver con las principales tendencias encontradas en el taller de expertos de noviembre de 2005.

Para el análisis de variables se utilizaron métodos sistémicos, siendo el más usado el de diagramas causales¹, en el que la influencia de una variable sobre otra se representa por medio de una flecha que las une; y la influencia de una variable sobre la otra mediante un signo que debe aparecer sobre la cabeza de la flecha; si la influencia es directa o inversa –aumento o disminución– se simboliza con los signos + o -.

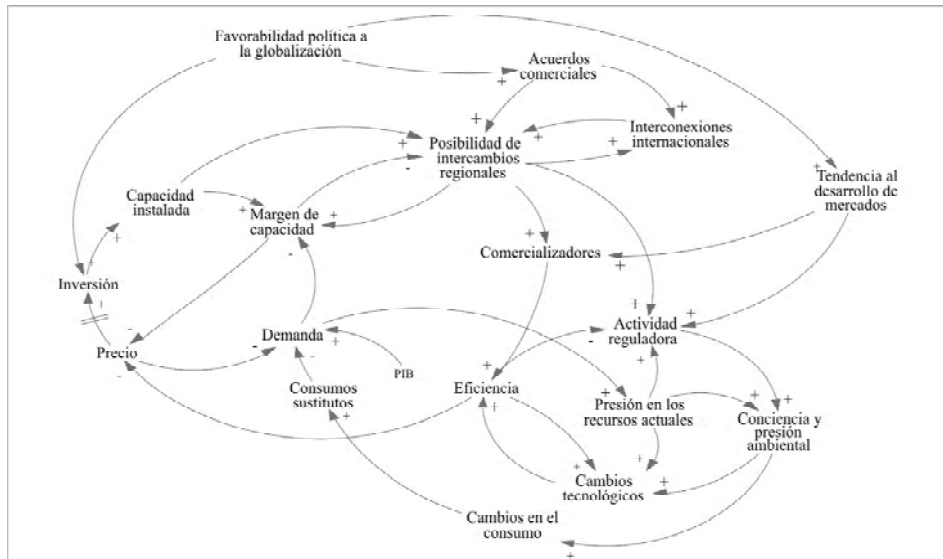
El diagrama causal permite conocer la estructura de un sistema dinámico, en este caso el sector eléctrico de la CAN. Esta estructura viene dada por la especificación de las variables que componen el sector eléctrico, y por la existencia o inexistencia de una relación entre cada par de variables.

El conocimiento de la estructura del sistema que es el sector eléctrico y las relaciones entre las variables que lo componen sirve de ayuda para elaborar los escenarios prospectivos. Dentro de la prospectiva este ejercicio se conoce como el análisis de las relaciones entre las tendencias (Lindgren, et al., 2003).

La figura 1 presenta el diagrama sistémico, que determina la relación entre las variables para la construcción de escenarios. En el diagrama causal es evidente

1 Si el lector quiere profundizar en la materia, véanse Serman (2000) y Aracil (1997).

FIGURA 1
DIAGRAMA SISTÉMICO



Fuente: elaboración propia.

la importancia de las variables que tienen que ver con la integración eléctrica regional, sobre todo la variable intercambio de energía, ya que es la unión de las diferentes áreas en las que se puede dividir el diagrama.

En el diagrama es evidente que la variable de intercambio regional está influenciada por la capacidad de generación y oferta, y por el nivel de globalización que tiene el mercado; a su vez, afecta la dinámica del mercado. Puede decirse que el diagrama es un apoyo más que confirma la opinión de los expertos.

Escenarios finales

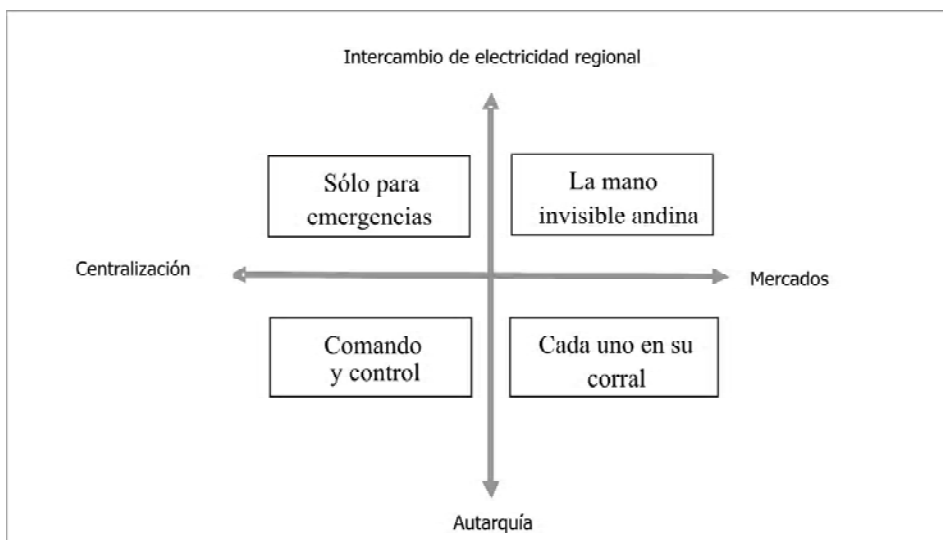
Las tendencias escogidas tienen gran impacto en la evolución del mercado eléctrico, pero son inciertas en el futuro y tal vez sea difícil predecir qué puede ocurrir; por eso se elaboró un conjunto de escenarios con una serie de combinaciones de estas variables.

Los ejes seleccionados fueron las dos tendencias más importantes que salieron del taller:

- * *Eje horizontal.* De un esquema de mercados a uno centralizado en el sector eléctrico.
- * *Eje vertical.* De un intercambio regional de electricidad alto a una situación de autarquía eléctrica.

En la figura 2 se presenta, en un plano cartesiano, la combinación posible de los escenarios.

FIGURA 2
ESCENARIOS POSIBLES



Fuente: elaboración propia.

Estructura de mercado

Según los expertos, esta variable se refiere a cómo se transa la energía en el mercado eléctrico en cada país y, en general, en la CAN. El eje tiene dos límites extremos: en uno tiene una estructura de mercado absolutamente centralizada, en la que el mercado se comporta con características de monopolio absoluto; y en el otro se considera un esquema de mercado descentralizado, es decir, con bolsa de contratos bilaterales con mecanismos financieros sofisticados para cubrir el riesgo, tales como opciones, futuros, entre otros. Sin embargo, se deben

considerar otras maneras de transar la energía, que corresponden a alguno de estos dos esquemas de mercado y no necesariamente a los que acabamos de mencionar.

Para determinar las diferentes estructuras de mercado nos apoyamos en Hunt, Rally y Shuttleworth (1996), quienes desde la teoría sintetizan la evolución de los modelos de mercado para el sector eléctrico. Es así como dentro de la estructura de mercado centralizada se puede encontrar el monopolio regional y una bolsa de contratos centralizada, de acuerdo con el costo marginal determinado por el ente encargado del despacho de energía. Entonces, en una estructura de mercado descentralizado es posible encontrar bolsas de contratos determinadas por el costo marginal o por el precio, calculados por los generadores, lo cual inyecta al mercado estrategias de competencia.

Intercambio regional de electricidad

Este eje se refiere al nivel al cual transan energía los países que integran la región. Luego se presentan unos indicadores que determinan si la región está en una posición de autarquía o de alto intercambio de electricidad. Al hablar de autarquía nos referimos a que cada país consume sólo la energía producida por él, y los intercambios de electricidad son casi nulos, básicamente sólo en casos de emergencia.

A partir de los ejes anteriores se definieron entonces cuatro escenarios, a saber:

- 1) *Superior izquierdo*. Esquemas de mercado e intercambio de electricidad regional entre los países de la CAN.
- 2) *Superior derecho*. Esquema centralizado e intercambio regional de electricidad entre los mismos.
- 3) *Inferior izquierdo*. Esquema de mercados y autarquía en cada uno de los países de la CAN.
- 4) *Inferior derecho*. Esquema centralizado y autarquía en cada país de la Comunidad.

Como se dijo en la metodología, los escenarios deben tener nombres atractivos y fáciles de identificar; en consecuencia, se escogieron los siguientes nombres:

- * Superior derecho. *La mano invisible andina.*
- * Inferior izquierdo. *Comando y control.*
- * Superior izquierdo. *Sólo para emergencias.*
- * Inferior derecho. *Cada uno en su corral.*

Premisas

Una premisa es una señal o indicio de que algo va a ocurrir, mientras que un supuesto es dar por sentado que algo existe. Son tendencias futuras que tomamos como ciertas, es decir, que se tiene una alta certeza de que ocurran, y con base en ellas se definen las historias de cada escenario. Las siguientes son las premisas que se asumieron en el momento de construcción de los escenarios:

- * La globalización se da en todos los países de la región andina.
- * De acuerdo con varios estudios como el de la Olade (1993) y el Internacional Energy Outlook (2005) la demanda de electricidad en los países de la Comunidad Andina de Naciones y Bolivia estará siempre en aumento. La dinámica de la demanda de energía se explica por la actividad industrial y comercial, el crecimiento de la población y el incremento del área urbana; en general, estos parámetros han presentado una tendencia en el mundo.
- * Presión ambiental sobre los recursos naturales. En el sector productivo habrá más conciencia ambiental, control social y autocontrol en torno al ambiente.

Situación inicial

En este trabajo se ha asumido que la situación inicial para los cuatro escenarios es muy similar: corresponde a los cinco primeros años, aproximadamente, del periodo analizado, que consta de veinte años, es decir, hasta 2025. En cinco años se asume que la integración y la evolución en los mercados no serán muy significativas; por tanto, la situación actual se asume como la inicial para todos los escenarios.

Al principio del periodo analizado había muchas posiciones encontradas: mientras unos países firmaban tratados de libre comercio y promovían esquemas de integración regional, en otros las tendencias políticas reclamaban para el estado la responsabilidad de la provisión de los servicios de energía eléctrica.

Esos mismos países ejercían un control cada vez mayor sobre sus recursos asociados a la energía –gas, petróleo, hidro, carbón–, y reclamaban a los inversionistas privados mayor participación de las regalías e, incluso, se les trataba de forzar a devolver sus inversiones –nacionalizaciones–, mientras buscaban integrarse y aproximarse al Mercosur. Al mismo tiempo, la presión por el crecimiento de la demanda, derivado del despegue en el PIB de la región, exigía el desarrollo de nuevos proyectos de generación y transmisión.

La mano invisible andina (integración física-mercados)

En Colombia, Ecuador y Perú los mercados se desarrollaron, y a medida que iban madurando se promovieron interconexiones regionales que llevaron a los gobiernos a la armonización reguladora, para viabilizar las transacciones internacionales. Mientras tanto, en Bolivia y Venezuela la estructura política e institucional cambió parcialmente, de forma tal que las leyes de energía empezaron a ser aplicadas. Como consecuencia de la promoción de la interconexión regional hubo desarrollos considerables en este aspecto, atrayendo inversión al país.

La entrada en vigor de estas leyes favoreció la instalación del estado del arte de estructuras de mercado internas, lo que significa que para llegar al nivel en el que están no recorrieron el camino de los países restantes, sino que buscaron implementar un esquema probado que fuese mucho más eficiente. No obstante, la transacción de energía continuó siendo muy restringida a situaciones de emergencia.

Al final del periodo y por los avances tecnológicos, la experiencia y la integración regional de Colombia, Ecuador y Perú, se dio la reestructuración rápida de sólidos mercados internos integrados en toda la CAN y Bolivia, países donde se cuenta con una regulación integrada, mercados financieros independientes y se tiende a mercados económicos y financieros integrados.

Comando y control (autarquía, centralización)

En Ecuador se establecieron estructuras políticas e instituciones similares a las que, con éxito, se habían promovido Bolivia y Venezuela. Al igual que en estos países, se detuvo el proceso de instauración de mercados y en lugar de ellos se vio una tendencia a la centralización, basada en el aprovechamiento de sus recursos

internos; así se llegó a la desintegración con Perú y Colombia, que siguieron desarrollando los mercados de acuerdo con lo presupuestado.

El éxito del esquema en Bolivia, Ecuador y Venezuela generó también cambios en las decisiones de los electores en Colombia y Perú, donde se eligieron dirigentes alineados con las estructuras políticas institucionales que armonizaron con las de la región. Bajo este esquema y con el apoyo de los demás gobiernos, se promovió el regreso a la centralización, en el que todos los países basaban sus modelos de desarrollo del sector eléctrico en el uso sustentable y sostenible de los recursos internos dirigidos desde el gobierno central, y donde las interconexiones físicas sólo fueron desarrolladas de forma tal que permitieran cubrir situaciones de emergencia o racionamiento. Al final de periodo, esto implicaba que en los países hubiera sectores eléctricos muy nacionalistas y nada regionalistas.

Cada uno impulsó las tecnologías acordes con sus recursos internos destinados a la generación, dado que el crecimiento económico y la creciente demanda abonada al poco uso de la interconexión exigen desarrollos y apropiaciones tecnológicas para mejorar o aumentar la eficiencia en la producción de electricidad.

Sólo para emergencias (integración física, centralización)

Bolivia y Venezuela lograron consolidar su estructura institucional y política, la gran presión sobre la demanda hizo que debieran hacerse intercambios de energía entre los países, para evitar racionamientos.

Hay profundización diferencial de estructura de mercados en Colombia, Ecuador y Perú. Aun cuando se cuenta con el respaldo de los otros países para situaciones de emergencia, la falta de un esquema de mercado integrado no ha permitido estandarizar las tarifas, lo cual implica que comprar energía sea muy costoso.

Se establecen acuerdos comerciales con el ánimo de incentivar el intercambio a costos razonables, ya que el plan de expansión de cada país depende del nivel de crecimiento de la demanda, y como se considera que siempre aumenta, a corto plazo se vislumbra déficit en su cubrimiento. Es decir que hay reglas claras para los intercambios de energía, así no todos los países tengan un esquema de mercados similar; básicamente, esto es consecuencia de la necesidad de cubrir la demanda creciente en la región.

Cada uno en su corral (autarquía, mercados)

En todos los países de la región se aprobó, desde el inicio del periodo, la ley de electricidad, pero no ha sido aplicada por decisiones políticas; sin embargo, y sólo hasta el final, Bolivia y Venezuela han empezado a impulsar la ley. Esto implica un mercado eléctrico con mecanismos de competencia y cubrimiento de riesgos. La nueva ley exige la separación vertical de las actividades, con el ánimo de introducir transparencia; esto hace más competitivo cada mercado.

Colombia, Ecuador y Perú han continuado con sus estructuras, buscando desarrollar las condiciones en su mercado. Se ve un mercado mayorista más sólido, con herramientas financieras más desarrolladas, con alto grado de competencia y, por tanto, de eficiencia.

Durante estos veinte años, el intercambio se ha dado por situaciones de emergencia, ya que los países andinos han logrado economías energéticas autosuficientes, buscando el cubrimiento de la demanda, y las interconexiones entre la región se han reforzado con nuevos proyectos, con el fin de superar emergencias de energía.

Los países andinos, a excepción de Ecuador, poseen grandes reservas para la generación de electricidad; en consecuencia, cada uno ha decidido generar su propia energía, para cubrir su demanda, promoviendo la entrada de generadores dentro de un esquema de mercado competitivo.

Debido al déficit de recursos para la generación de electricidad en Ecuador, los intercambios de energía eléctrica entre Colombia y Ecuador se mantienen; sin embargo, el volumen de electricidad transada es irrisorio, comparado con la energía total transada en la región.

En cada país el nacionalismo es fuerte, y durante el periodo no se establecen acuerdos para las transacciones internacionales. Aun cuando cada uno posee reservas para generar energía eléctrica, no tiene excedentes suficientes de energía ya generada, sumado a que no existe en este momento suficiente capacidad de transmisión. Esto implica que importar energía eléctrica entre la región es muy costoso y en términos de mercado no es viable.

Con un esquema de mercados altamente competitivo entre los agentes del mercado eléctrico, y asumiendo que la demanda aumenta constantemente, al final del escenario en la región andina y en Latinoamérica se piensa aumentar el

intercambio energético, para hacer viable el intercambio de energía entre los respectivos países. Cuando se habla de intercambio energético se habla no sólo de electricidad sino también de gas, porque Bolivia ya ha construido una red para exportar sus excedentes hacia la CAN, Argentina, Brasil y Uruguay.

Indicadores

Los indicadores tienen el fin de describir la situación de los ejes que determinan los escenarios en cualquier momento. En consecuencia, se elaboraron dos indicadores agregados, uno que explica la situación de mercado del sector y el otro el nivel de interconexión entre la región.

Los escenarios obedecen a la evolución del mercado eléctrico de la región andina, lo cual supone determinar un indicador regional, partiendo del cálculo de los indicadores calculados para distintos aspectos de cada país.

Se construyeron indicadores regionales para la regulación, el poder de mercado en la generación, en el sistema de transporte y las formas de transacción, y las condiciones de la competencia minorista y de elección por parte del consumidor final. Estos indicadores están ampliamente explicados en los capítulos de Regulación y Organización industrial; por tanto, acá no se van a detallar, sino que se van a aplicar directamente a los mercados estudiados. Sin embargo, los indicadores generales son diferentes, puesto que acá es necesario un indicador regional, ya que los escenarios están diseñados para describir la evolución de toda la CAN.

Por simplicidad, cada indicador regional se obtuvo como promedio simple del indicador correspondiente en cada país.

En las tablas 3 y 4 se muestran los indicadores de regulación calculados para cada país en 2000 y 2005, respectivamente.

El factor de ponderación puede depender de la persona que use la metodología; este criterio puede determinarse por la demanda de energía eléctrica de cada país, así como por la oferta, el PIB y la población, entre otros.

En la tabla 5 se presentan los resultados del indicador Regulación para la región andina, uno de los cuatro que van a determinar el grado de mercado en el que se encuentra en el periodo 2000-2004.

TABLA 3
INDICADORES DE REGULACIÓN, 2000

INDICADORES	BOLIVIA	COLOMBIA	ECUADOR	PERÚ	VENEZUELA	VALOR ASIGNADO
Ley	1	1	1	1	0	5%
Privatización	1	1	0,51	1	0	15%
Vertical	1	0,7	0	1	0	20%
Horizontal	0,7647	0,8824	0	1	0	20%
Mayorista	1	1	1	1	0	20%
UNR	0,3333	0,6667	0,3333	0,3333	0	10%
Minorista	0	1	0	0	0	5%
Comercializador	0	1	0	0	0	5%
<i>Indicador por país</i>	<i>0,786</i>	<i>0,883</i>	<i>0,36</i>	<i>0,833</i>	<i>0</i>	

Fuente: elaboración propia.

TABLA 4
INDICADORES DE REGULACIÓN, 2005

INDICADORES	BOLIVIA	COLOMBIA	ECUADOR	PERÚ	VENEZUELA	VALOR ASIGNADO
Ley	1	1	1	1	1	5%
Privatización	1	1	0,51	1	0,3	15%
Vertical	1	0,7	1	1	1	20%
Horizontal	0,7647	0,8824	0,8824	1	0,8824	20%
Mayorista	1	1	1	1	1	20%
UNR	0,3333	0,9333	0,5667	0,3333	0	10%
Minorista	0	1	0	0	1	5%
Comercializador	0	1	0	0	1	5%
<i>Indicador por país</i>	<i>0,786</i>	<i>0,91</i>	<i>0,76</i>	<i>0,833</i>	<i>0,771</i>	

Fuente: elaboración propia.

TABLA 5
INDICADOR REGULACIÓN REGIÓN ANDINA, 2000-2004

AÑO	INDICADOR REGULACIÓN
2000	0,57
2001	0,81
2002	0,81
2003	0,81
2004	0,81

Fuente: elaboración propia.

Para determinar todos los años fue necesario identificar en cuáles se habían presentado los cambios en cada indicador y país. En 2000, Venezuela tenía 0 en sus indicadores de regulación, y en 2001 allí se introdujeron la mayoría de los cambios en la regulación que se acaban de evaluar; por esto, en ese año el indicador aumenta de manera tan drástica. El resto de los años los cambios son bastante insignificantes en los demás países; en consecuencia, no alcanzan a influir en el indicador de regulación general para la región.

En las tablas 6, 7 y 8 se presentan los indicadores de poder de mercado para el periodo 2000-2004.

TABLA 6
ÍNDICE DE LA CAPACIDAD DE EJERCER PODER DE MERCADO
EN GENERACIÓN, 2000-2004

AÑO	BOLIVIA	COLOMBIA	ECUADOR	PERÚ	VENEZUELA	CAN
2000	0,59	0,944	0,66	0,932	0,233	0,672
2001	0,845	0,941	0,65	0,934	0,234	0,721
2002	0,817	0,938	0,561	0,933	0,235	0,697
2003	0,862	0,943	0,576	0,933	0,231	0,709
2004	0,862	0,944	0,576	0,933	0,237	0,71

Fuente: elaboración propia.

TABLA 7
ÍNDICE DE BOLSA, 2000-2004

AÑO	BOLIVIA	COLOMBIA	ECUADOR	PERÚ	VENEZUELA	CAN
2000	0,92	0,544	0,701	0,238	0	0,481
2001	0,922	0,546	0,838	0,238	0	0,509
2002	0,922	0,537	0,811	0,238	0	0,501
2003	0,923	0,539	0,798	0,238	0	0,5
2004	0,925	0,541	0,778	0,238	0	0,496

Fuente: elaboración propia.

El indicador general para la estructura de mercados es la ponderación de los indicadores de poder de mercado y regulación. En la tabla 9 se presenta el resumen de todos los indicadores calculados y el valor total del indicador general,

TABLA 8
ÍNDICE DE COMPETENCIA MINORISTA, 2000-2004

AÑO	BOLIVIA	COLOMBIA	ECUADOR	PERÚ	VENEZUELA	CAN
2000	0,361	0,496	0,377	0,554	0,315	0,42
2001	0,361	0,504	0,377	0,565	0,315	0,424
2002	0,363	0,512	0,375	0,564	0,313	0,425
2003	0,355	0,517	0,379	0,566	0,312	0,426
2004	0,341	0,522	0,385	0,566	0,311	0,425

Fuente: elaboración propia.

TABLA 9
INDICADOR GENERAL-ESTRUCTURA DE MERCADOS, 2000-2004

AÑO	PODER DE MERCADO				
	REGULACIÓN	GENERACIÓN	BOLSA	MINORISTA	CAN
2000	0,573	0,672	0,481	0,42	0,51
2001	0,807	0,721	0,509	0,424	0,56
2002	0,807	0,697	0,501	0,425	0,55
2003	0,807	0,709	0,5	0,426	0,55
2004	0,812	0,71	0,496	0,425	0,55
Ponderaciones	10%	20%	40%	30%	100%

Fuente: elaboración propia.

que mide el nivel de estructura de mercados eléctricos en el periodo 2000-2004 para la región andina.

Debido a que el indicador de regulación mide cómo está la legislación aprobada en cada país, pero no la dinámica real del mercado, se le asignó un peso de 10%, ya que no se puede dejar de tener en cuenta la importancia de la legislación, aun cuando a la hora de medir la dinámica real del mercado no es un indicador muy preciso.

En los últimos años, los países de la región han venido aumentando paulatinamente la tendencia a mercados, sin gran variación, porque además de expedir y aceptar una legislación más tendente al mercado descentralizado, la han adoptado.

Intercambio eléctrico regional

Esta tendencia se analiza mediante un indicador que es la sumatoria de cinco, calculados para la región andina, aun cuando la información disponible se encuentre por país. Esto cinco indicadores corresponden a cinco aspectos analizados, a saber:

1. Establecimiento de un acuerdo que regule los intercambios regionales de energía.
2. Implementación del acuerdo establecido.
3. Capacidad de intercambio entre los países de la región.
4. Margen de reserva eléctrica.
5. Capacidad de transacción interregional.

Estos aspectos se escogieron en una reunión con los integrantes del grupo de investigación de estudios energéticos de la Facultad de Minas, debido a que en la revisión bibliográfica no se encontró la información suficiente que sirviera de criterio para determinar qué evaluar en la dinámica de intercambio regional de electricidad.

El indicador general para la región, que contiene a los demás indicadores de los cinco países, es el siguiente:

$$\text{Indicador general de intercambio de la CAN} = \sum_i^n (W_i \times \text{Valor Indicador}_i) \quad (2)$$

Donde:

W_i representa el peso ponderado de cada indicador para la región.

Valor Indicador_{*i*} es el resultado de cada uno de los cinco indicadores calculado para la región andina.

El indicador general se calculará para un periodo de cinco años, desde 2000 hasta 2004, con el fin de mirar qué tanto ha cambiado la tendencia al intercambio eléctrico regional con los datos más actuales a los que se puede acceder.

1. *Establecimiento de un acuerdo que regule los intercambios regionales de energía.*

¿Se ha definido un acuerdo de integración energética regional?

1 = *si existe* el acuerdo; 2 = *si no existe*.

La respuesta en este indicador es 1, ya que en diciembre de 2002 se aprobó la decisión 536 “Marco general para la interconexión subregional de sistemas eléctricos e intercambio intracomunitario de electricidad”, que brindó el marco jurídico comunitario para impulsar el desarrollo eléctrico entre los países miembros.

2. *Número de países (en porcentaje) que han implementado la decisión establecida.*

Inicialmente la decisión sólo la firmaron Colombia, Ecuador, Perú y Venezuela; luego, el 24 de julio de 2005, Bolivia se acogió a la misma. Esto indica que 80% de los países de la región andina se rigen por la decisión 536.

3. *Capacidad de transacción de energía eléctrica entre los países de la región andina.*

Mide en nivel de intercambios regionales con respecto a la demanda de la región. Tiene un límite máximo que es α ; entonces, el indicador tomará el valor de 1 si 20% de la demanda de la región es atendida por los intercambios de energía eléctrica entre los mismos países, y de 0 si no hay ningún tipo de intercambio. Este indicador se calcula por medio de la siguiente fórmula:

$$\text{Capacidad de transacción} = \frac{\text{Intercambios Intrarregionales}}{\text{Demanda de la Región}} \div \alpha$$

En la tabla 10 se presentan los datos de la demanda de energía, en Gwh, en cada uno de los países de la CAN, y se calcula este dato también para la región. En la tabla 11 se muestran los intercambios de energía (Gwh) entre los países de la región y se calcula para ésta. En esas tablas se encuentra la información necesaria para calcular el indicador.

En la tabla 11 se puede observar que Perú y Bolivia no intercambian energía con los países de la CAN, aun cuando sí lo hacen con otros países, lo cual sucede porque no existen líneas actuales que permitan un buen nivel de intercambio, aunque hay proyectos de interconexión a largo plazo que permitirán mejorar la situación.

TABLA 10
DEMANDA DE ENERGÍA (GWH), 2000-2004*

AÑO	BOLIVIA	COLOMBIA	ECUADOR	PERÚ	VENEZUELA	CAN
2000	89.382	42.246	10.593	19.899	19.899	182.020,57
2001	87.898	43.215	10.989	20.667	20.667	183.436,31
2002	94.140	44.499	11.693	21.621	21.621	193.573,90
2003	91.918	45.768	11.012	21.863	21.863	192.425,14
2004	97.247	47.017	11.766	22.687	22.687	201.404,33

* Estimada con base en la relación Demanda / Generación de Colombia.

Fuente: Datos extraídos de los boletines anuales de la CIER y de ISA.

TABLA 11
INTERCAMBIOS EN ENERGÍA (GWH), 2000-2004

Año	De Venezuela a Colombia	De Colombia a Venezuela	De Ecuador a Colombia	De Colombia a Ecuador	CAN
2000	53	13			66
2001	40	188		23	251
2002	8	594		72	674
2003	2	38	67,2	1.145	1.252,20
2004	13,46	1,45	34,97	1.681,09	1.730,97

Fuente: datos extraídos de los boletines anuales de la CIER y de ISA.

En la tabla 12 se presentan los resultados del indicador para la CAN, y los datos resumidos para su cálculo. Se observa el crecimiento en los niveles de transacción, aunque todavía es poco significativo. Por ejemplo, en 2004, la capacidad de transacción de la región era de 4,3%, con respecto al 20% de la demanda total; esto implica que menos de 1% de la demanda total fue cubierta por intercambios de energía eléctrica.

En 2003, la capacidad de transacción aumentó casi el doble, debido a que los intercambios también se incrementaron, lo cual se explica porque ese año entró en funcionamiento una nueva línea de transmisión entre Colombia y Ecuador, que permitió aumentar el nivel de energía transado entre los dos países.

TABLA 12
INDICADOR TRANSACCIÓN DE ENERGÍA PARA LA CAN, 2000-2004

AÑO	INTERCAMBIO	DEMANDA	CAPACIDAD TRAN.
2000	66	182.020,57	0,0018
2001	251	183.436,31	0,0068
2002	674	193.573,90	0,0174
2003	1.252,20	192.425,14	0,0325
2004	1.730,97	201.404,33	0,043

Fuente: elaboración propia.

4. Margen de reserva para la región andina (CAN)

Mide la capacidad que tienen los países de la Comunidad para generar energía eléctrica y que no ha sido consumida por la demanda, es decir, la capacidad ociosa en cada año. Puede indicar qué tanta capacidad de generación tiene la región para ser destinada a exportación de energía.

Este indicador tiene un límite máximo de margen de reserva, que se representa en la fórmula como β ; se asume que β es igual al 50%, es decir, el indicador tomará un valor de 1 si 50% de la capacidad instalada de la región no se utiliza para generar energía eléctrica, si se alcanza el 50% de capacidad ociosa en generación. Se calcula de la siguiente manera:

Margen de reserva

$$= \frac{\text{Capacidad Instalada de la Región} - \text{Demanda de la Región}}{\text{Capacidad Instalada de la Región}} \div \beta$$

Para el cálculo de este indicador se toman los valores de capacidad instalada en megavatios hora (véase la tabla 14) y los datos de demanda de la CAN que se encuentran en la tabla 11.

En la tabla 15 se presentan el indicador calculado y los datos con los que se calculó.

TABLA 13
CAPACIDAD INSTALADA (MWH), 2000-2004

Año	Venezuela	Colombia	Ecuador	Perú	Bolivia	CAN
2000	130.200,76	77.146,69	20.529,94	37.221,24	8.124,90	273.223,52
2001	125.939,02	81.158,11	19.800,23	36.221,72	8.014,52	271.133,60
2002	126.300,80	82.591,91	21.161,53	36.393,42	7.806,04	274.253,70
2003	130.789,43	81.371,64	21.308,70	36.614,17	8.302,73	278.386,67
2004	134.713,15	82.162,67	21.425,21	36.890,11	8.456,03	283.647,17

Fuente: datos extraídos de los boletines anuales de la CIER y de ISA.

TABLA 14
INDICADOR MARGEN DE RESERVA PARA LA CAN, 2000-2004

AÑO	CAPACIDAD INSTALADA	DEMANDA	MARGEN DE RESERVA
2000	273.223,52	182.020,57	0,67
2001	271.133,60	183.436,31	0,65
2002	274.253,70	193.573,90	0,59
2003	278.386,67	192.425,14	0,62
2004	283.647,17	201.404,33	0,58

Fuente: elaboración propia.

Tanto la capacidad instalada como la demanda han aumentado paulatinamente en los últimos años; sin embargo, el margen de reserva ha ido disminuyendo, debido a que el aumento en la demanda es mucho mayor que el de la capacidad instalada. Así, en 2004 la CAN presentaba un margen de reserva en generación de energía de 58% con respecto al límite máximo de capacidad instalada, esto quiere decir que casi 29% de esta no se consumió, se perdió. Si se llegara a consumir toda, esto implicaría exportación de energía eléctrica de la CAN hacia otros países. También se quiere saber si los países de la región tienen el margen de reserva suficiente para cubrir su demanda y competir en mercados de otros países.

5. Capacidad de intercambio intrarregional entre los países de CAN

Mide la capacidad de cada una de las líneas de interconexión con respecto a la demanda, es decir, qué tanta demanda se puede cubrir con las interconexiones actuales. Con este indicador se puede evidenciar qué tan poco o tan alto es el

nivel de interconexión de la región, como para hablar a futuro de altos intercambios de energía o, incluso, de una bolsa integrada de energía.

Se mide teniendo en cuenta un ε que representa un límite máximo equivalente al 20%, es decir, tomará un valor de 1 si la capacidad de la interconexión entre los países es mayor al 20% de la demanda de los interconectados; de lo contrario tomará valores entre 0 y 1. Se calcula con la siguiente fórmula:

$$\text{Capacidad de Intercambio} = \sum_{i=1}^4 \left[\frac{\text{Capacidad Interconexión}_i}{\sum_{j=1}^2 \text{Demanda}_j} \right] \div \varepsilon$$

Donde i es la cantidad de interconexiones que existen dentro de la región, y j el número de países que están interconectados en cada línea de interconexión.

En la tabla 15 se muestran las capacidades de interconexión entre cada país y para la CAN, que no es más que la suma de todas; y en la 11 se encuentran los datos de demanda de energía en gigavatios hora para cada país, necesarios para calcular el indicador.

En la tabla 16 se presenta el indicador calculado para cada año, para la CAN y para los países de la región interconectados actualmente.

En la región andina la capacidad ha aumentado rápidamente, sobre todo en 2003, debido a la entrada en funcionamiento de la línea de interconexión entre Ecuador y Colombia. A largo plazo se espera que este indicador aumente de manera significativa, porque hay varios proyectos de interconexión que están siendo estudiados y otros en proceso de construcción, como lo son Panamá-Colombia y Perú-Bolivia, además de otras interconexiones con países fuera de la región y que no tienen que ver con Colombia, como Bolivia-Brasil y Bolivia-Argentina. Además, estos indicadores no miden el nivel de interconexión gasífera, que a largo plazo tendrá bastante importancia, sobre todo para Bolivia. Así entonces, para 2004 la CAN tiene 32% de capacidad de intercambio regional, teniendo en cuenta que su límite máximo es de 20% de la demanda de los países.

En la tabla 17 se resumen todos los indicadores para el periodo, desde 2000 hasta 2004, con su respectiva ponderación y el indicador general para cada año.

TABLA 15
CAPACIDAD DE INTERCONEXIÓN (GWH), 2000-2004

AÑO	VENEZUELA-COLOMBIA	COLOMBIA-ECUADOR	ECUADOR-PERÚ	PERÚ-BOLIVIA	CAN
2000	2.943,36	306,6	0	0	3.249,96
2001	2.943,36	306,6	0	0	3.249,96
2002	2.943,36	306,6	0	0	3.249,96
2003	2.943,36	2.584,20	0	0	5.527,56
2004	2.943,36	2.584,20	0	0	5.527,56

Fuente: datos extraídos de los boletines anuales de la CIER y de ISA.

TABLA 16
INDICADOR DE INTERCAMBIO REGIONAL, 2000-2004

AÑO	VENEZUELA-COLOMBIA	COLOMBIA-ECUADOR	ECUADOR-PERÚ	CAPACIDAD DE INTERCAMBIO
2000	0,02236	0,0058	0	0,14082
2001	0,02245	0,00566	0	0,14053
2002	0,02123	0,00546	0	0,13343
2003	0,02138	0,04551	0	0,33445
2004	0,0204	0,04396	0	0,32182

Fuente: elaboración propia.

TABLA 17
INDICADOR GENERAL PARA EL NIVEL DE INTERCAMBIO EN LA CAN, 2000-2004

AÑO	LEY	PAÍSES	TRANSACCIÓN	MARGEN DE RESERVA	CAPACIDAD DE INTERCAMBIO	INDICADOR GENERAL
2000	0	0	0,0018	0,6676	0,1408	0,1765
2001	0	0	0,0068	0,6469	0,1405	0,1743
2002	1	0,8	0,0174	0,5884	0,1334	0,2547
2003	1	1	0,0325	0,6176	0,3344	0,3369
2004	1	1	0,043	0,5799	0,3218	0,3297
FACTOR DE PONDERACIÓN	5%	5%	40%	20%	30%	1

Fuente: elaboración propia.

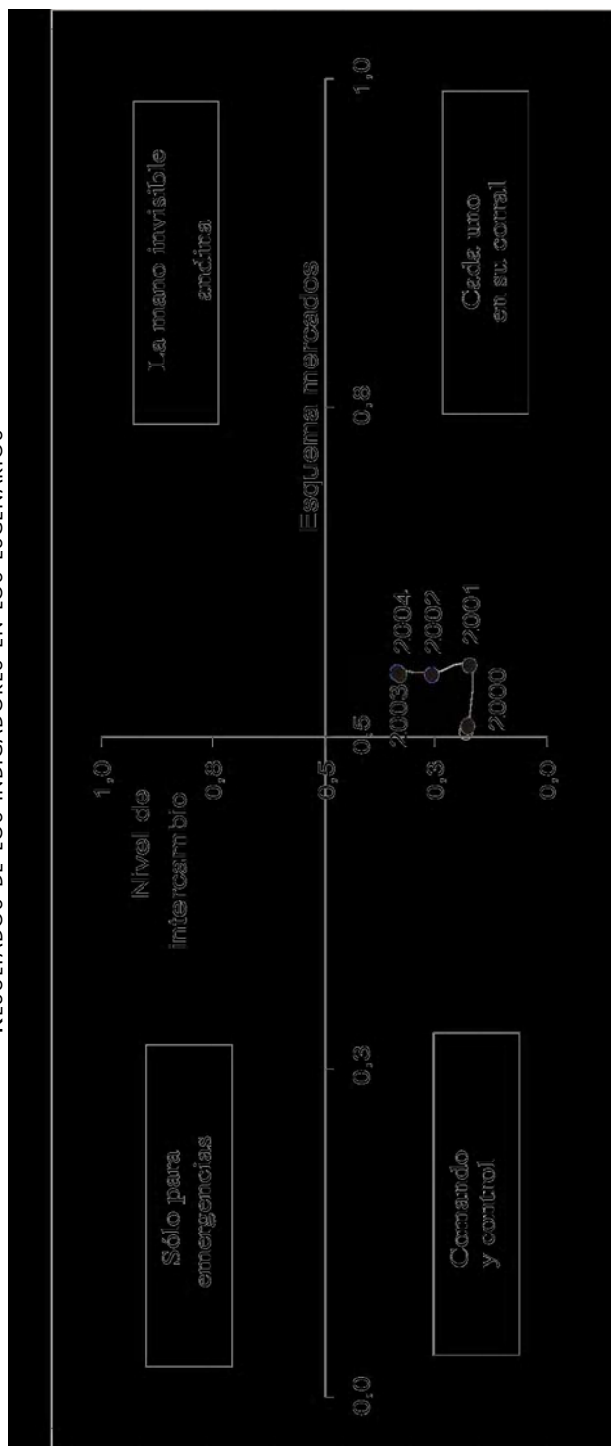
El grupo de expertos determinó el factor de ponderación para cada uno de los indicadores; sin embargo, a los que tienen que ver con la legislación se les asignó un peso bajo, al igual que a los indicadores de estructura de mercado. El intercambio y la interconexión representan 70% del indicador general, debido a que si no hay voluntad ni necesidad de efectuarlos, o no existe la manera física de hacerlos, no hay forma de que existan intercambios de electricidad.

De acuerdo con los indicadores calculados para la región, se observa que el nivel de intercambio ha ido aumentando, al pasar de 17,6% a 32,9%, teniendo en cuenta los límites razonablemente asignados. A pesar de que los niveles han aumentado, estamos aún en situación de autarquía, pero si seguimos la tendencia a largo plazo, más allá de veinte años podríamos estar hablando de un mercado eléctrico regional dinámico.

De acuerdo con los dos indicadores calculados para cada uno de los ejes, en la figura 3 se puede observar el comportamiento del mercado eléctrico de la región andina en el periodo 2000-2004: parecería que antes de este periodo la región se encontraba en el escenario de “Comando y control”, lo que coincide con lo ocurrido durante la década de 1990, cuando empezó a cambiar la reglamentación de los mercados eléctricos y energéticos, que se volvieron menos centralizados, comenzaron los procesos de privatización y aumentó la competencia entre los agentes del mercado. En la década actual, muchos países de la región han implementado y adoptado normas y cambios tendentes a la viabilización de los mercados, que se observan principalmente por el desarrollo de bolsas mayoristas de energía y sistemas de negociación cada vez más maduros. Así, con estas características, se podría decir que la CAN está en una situación que corresponde al escenario “Cada uno en su corral”. Esta situación se corrobora de nuevo en la figura de forma cuantitativa, por los resultados de los indicadores evaluados para el periodo 2000-2004, según los cuales la región avanza lentamente hacia una estructura de mercado –no hay desplazamiento en términos del eje x– y los avances principales se evidencian en dinámicas tendentes a aumentar de forma progresiva, aun cuando lenta, el intercambio entre los países de la región.

Sin embargo, aun cuando existan las reservas y las interconexiones eléctricas, no se ve un nivel de intercambio considerable, sólo se hace en casos de emergencia y usualmente los hay entre Colombia y Ecuador, pero incipientes comparados con la demanda de la región.

FIGURA 3
RESULTADOS DE LOS INDICADORES EN LOS ESCENARIOS



Fuente: elaboración propia.

Los indicadores sugieren que los escenarios están bien planteados, y reflejan adecuadamente la situación actual. Muestran también que no es posible definir claramente hacia cuál se dirige la región, debido a que parecería que se acerca al centro de los ejes. Parecería que, de acuerdo con estos resultados, la CAN estuviera avanzando hacia el escenario “La mano invisible andina”, en el que el nivel de competencia es máximo y la globalización está tan interiorizada en los demás países que puede ser posible una bolsa regional de energía eléctrica. Sin embargo, para eso, países como Bolivia y Venezuela deberían pensar de nuevo la estructura de su mercado e implementar las leyes eléctricas que tienen aprobadas.

El panorama no parece desalentador desde Colombia hasta Perú. Por el contrario, el panorama regional parece estar dentro del *promedio*, porque el avance en estos tres países compensa el retraso en Bolivia y Venezuela, que poseen grandes recursos, pero que no tienen incentivo para buscar eficiencias mediante mecanismos de mercado. Sin embargo, la cercanía regional puede favorecer el intercambio de fuentes primarias hacia Colombia y Perú, que pueden permitir la instalación de plantas en condiciones de mercado cada vez más desarrollados. El esquema de mercado en estos tres países aún dista de lo que puede considerarse un mercado como el nórdico o el inglés, y las innovaciones tecnológicas y financieras que se requieren son tan cuantiosas que los beneficios de las mismas han sido muy cuestionados en Inglaterra. Aun así, es probable que Colombia lidere este proceso, y Perú y Ecuador lo sigan rápidamente, mejorando las posibilidades de inversión en generación en Perú y Colombia y potenciándolos como países exportadores, incluso de Perú hacia Bolivia. Todo ello requiere del refuerzo en transmisión desde Colombia hasta Bolivia y de redes de transporte de fuentes primarias de Venezuela a Colombia y de Bolivia a Perú, políticamente más viables que las transacciones en mercados financieros de electricidad. También existe la posibilidad de liderar la asesoría al desarrollo de estos mercados mediante la consultoría a los entes encargados en estos países.

REFLEXIONES ACERCA DEL EJERCICIO

La revisión del estado del arte concerniente al uso de las herramientas prospectivas en los mercados eléctricos muestra que su aplicación ha sido explorada por algunas instituciones públicas y privadas interesadas en el futuro de la energía en general, y no en el de la electricidad en particular. Para el problema estudiado, es

claro que en la CAN la aplicación de estas herramientas apenas empieza a ser considerada y aún no se tienen resultados que pudieran servir a esta investigación, con excepción de algunos trabajos desarrollados en Colombia.

El ejercicio de análisis prospectivo mediante escenarios muestra, en este caso, la diversidad de intereses, puntos de vista a corto y largo plazo, incertidumbre e importancia de muchas variables así como discusiones arduas y acaloradas. El consenso llevó a identificar como grandes aspectos que influyen sobre el desarrollo de los mercados eléctricos en la región los siguientes: necesidades de energía, no sólo energía eléctrica; influencia de la globalización en las estructuras de mercado; adelanto tecnológico en generación de energía; impacto sobre el medio ambiente; y, por último, el intercambio regional de energía eléctrica. Debido a que se optó por la metodología de escenarios inglesa –selección de sólo dos ejes– hubo intentos fallidos de construcción de escenarios plausibles, luego de los cuales se encontró que, entre estas variables, las que más impacto tendrán para el objetivo de este trabajo y que se eligieron como eje son las *estructuras de mercado* y el *intercambio regional de electricidad*.

El ejercicio prospectivo se caracterizó por el exceso de información técnica relativa a la operación de los sistemas, y por la escasa información sobre las estructuras de mercado, las actividades de generación, distribución-transmisión y comercialización, y otras variables importantes desde el punto de vista estratégico. Si bien los resultados de los escenarios son satisfactorios, están basados en la premisa adicional de que la metodología debería permitir que los datos fueran de fácil consecución. Los dos elementos juntos –la escasa información y la necesidad de que estuviera disponible–, con la disponibilidad limitada de recursos, no fueron obstáculo para la formulación efectiva de cuatro escenarios para la CAN: “La mano invisible andina”, “Cada uno en su corral”, “Solo para emergencias” y “Comando y control”.

El reto principal fue combinar los resultados de los estudios de indicadores desarrollados en la parte inicial del proyecto, de forma tal que la metodología como un todo permitiera el seguimiento a mercados. La combinación de indicadores con los escenarios desarrollados es una innovación de este proyecto para el apoyo efectivo al problema del seguimiento a estructuras de mercado. Como resultado, se combinaron los estudios de regulación y organización industrial en un indicador para la región, que permitía determinar la ubicación de la CAN en el eje de estructuras de mercado, mientras se hizo otro

indicador regional para cuantificar el grado de desarrollo en el intercambio regional de electricidad.

Los principales hallazgos en la aplicación de la metodología fueron resultados de la combinación indicadores-escenarios, que muestra que, en promedio, la región avanza lentamente hacia la consolidación de mercados tipo *commodities* para la energía eléctrica, con grandes diferencias entre los más desarrollados y los más atrasados. Además, para los países avanzados parecería más difícil desarrollar aún más sus estructuras que para los atrasados alcanzar la situación actual de los avanzados. Esto es, puede llegarse a un estado de “nivelación regional” en estructuras de mercado, caracterizado por no ser muy profundo.

En cuanto a los intercambios regionales de electricidad, son escasos y sólo en ocasiones particulares, no se avanza en mecanismos de mercados para la integración, y la interconexión física avanza lentamente y no se utiliza mucho la capacidad de transmisión intrarregional actual. Sin embargo, esta situación está cambiando poco a poco y parece que se va hacia un estado de mayor intercambio regional de electricidad. La incertidumbre en la voluntad política de algunos países de la región hace que sea muy comprometedor augurar cuál pueda ser la tendencia que guíe hacia uno de los escenarios planteados

De acuerdo con la tendencia observada en la evolución de los indicadores, es probable que por algún tiempo se dé un estancamiento en el escenario “Cada uno en su corral”, tiempo durante el cual los países alcanzarán un estado similar a la situación actual del mercado en Colombia. La transición desde este escenario hacia cualquiera de los demás está condicionada por la definición a largo plazo de la tendencia en las actuales democracias y sus políticas referentes a la provisión de energía eléctrica. Sin embargo, se puede esperar mayor intercambio de energía eléctrica entre los países de la CAN, más allá del intercambio sólo en situaciones de emergencia. Esto se verá reforzado por el hecho de que el atraso en los mecanismos de mercado de algunos países ha desalentado la inversión en nueva capacidad de generación, lo que anima a suplir el déficit de oferta con exportación desde países que dispongan de capacidad adicional o que estén favoreciendo la construcción de proyectos. Además, esto requiere de impulsos al esquema mediante nuevas capacidades de transmisión, dado que resulta más fácil para los gobiernos dar concesiones de líneas e impulsar acuerdos de intercambio que volver al esquema en el que el estado construye nueva capacidad.

Si bien el intercambio regional de electricidad nunca fue puesto en tela de juicio como una de las dos variables para la definición de los escenarios, es importante resaltar que dentro de los supuestos, y, en alguna medida, los indicadores, se tenía presente la voluntad de las partes en la CAN para el desarrollo de normas tendentes a llegar a acuerdos de intercambio. De la transparencia de los mismos surgirán las bases para formular normas que más adelante permitan el desarrollo de un mercado integrado, que en todos los casos se estima sólo podrá ocurrir en un horizonte lejano de tiempo, dada la forma en que influyen las decisiones y el entorno político actuales. La tendencia es muy borrosa, precisamente, por decisiones políticas; no obstante, se espera que Bolivia y Venezuela se vuelvan centralizadas y el resto continúe su desarrollo de mercados mediante herramientas financieras y la construcción de un mini mercado regional a largo plazo. Sólo el retorno de estas democracias hacia políticas neoliberales podrá facilitar el desarrollo de un mercado integrado en la CAN.

Conclusiones finales

MARIO GARCÍA MOLINA

En este libro se presentó una propuesta de metodología para el seguimiento de mercados eléctricos internacionales que, de acuerdo con la escasa información disponible en los países en vías de desarrollo, proporciona las herramientas suficientes para determinar las tendencias clave en tres facetas fundamentales del sector eléctrico: 1) desarrollo empresarial; 2) organización industrial; 3) marco institucional y regulador del sector. A partir de las tendencias observadas en estos aspectos en los países estudiados (Bolivia, Ecuador, Colombia, Perú y Venezuela), se construyeron unos escenarios futuros para el mercado regional de acuerdo con métodos prospectivos.

Del análisis histórico del sector a partir del concepto de coevolución se concluyó que entre los países analizados existen diferencias en las innovaciones que han tenido lugar con más rapidez: para el caso de Bolivia, estas fueron de tipo organizativo; en Colombia y en Perú tecnológicas; en Ecuador organizativas y de mercado; y en Venezuela organizativas y tecnológicas. En la región, en general, se aprecia que preponderan las innovaciones de tipo organizativo, lo que puede explicarse por el empuje de las reformas desarrolladas a partir del cambio de paradigma en la implementación de las políticas públicas y de organización del estado en la región, promovido por las entidades multilaterales de crédito.

Se concluyó también que los procesos de división del trabajo son divergentes en la región: en Bolivia se encuentra un proceso de alta desaceleración de la división del trabajo; en Venezuela y Perú se aprecia una desaceleración leve; en Ecuador una aceleración leve; finalmente, en Colombia se observa una aceleración media. Esta divergencia en los procesos de división del trabajo muestra la existencia de diferencias idiosincrásicas de los países en las relaciones entre los costos de transacción –interfirma– y los de organización –intrafirma–. En donde existe desaceleración de la división del trabajo, los costos de transacción son mayores que los de organización de la firma, lo cual indica que en esos países

son convenientes los procesos de integración empresarial y desarrollo de fusiones. Por otra parte, en donde el proceso de división del trabajo es acelerado, los costos de transacción son menores a los de organización de la firma. En esos países es conveniente la promoción de procesos de especialización empresarial, y la producción por medio de mecanismos de *outsourcing*.

A partir del análisis de la organización industrial del sector, se concluyó que, excepto Venezuela, existe convergencia en la configuración de mercados mayoristas de energía con indicios de problemas de poder de mercado. Aunque este problema parece ser inherente a cualquier mercado eléctrico, es necesario hacer seguimiento constante a los comportamientos estratégicos ante el mercado de las empresas más fuertes del sector.

Se concluyó también que el ambiente competitivo en los mercados minoristas es precario, y nulo el desarrollo en la implementación de mecanismos que integren las decisiones de los consumidores finales a la formación de los precios de la electricidad.

Por otra parte, la organización del sistema de transporte y de las formas de transacción de la electricidad es divergente: en Venezuela y en Perú las características de esta faceta no son pertinentes para una potencial liberalización total del sector. En los países restantes, las condiciones de la organización del sistema de transporte y de las formas de transacción son coherentes con la consolidación de un mercado de energía mayorista. Las divergencias entre los países a este respecto son, sin duda, obstáculos que dificultarán la consolidación de un mercado regional dinámico.

Como resultado del estudio del marco institucional y regulador del sector, se logró concluir que, aun cuando en los cinco países la velocidad de la reforma ha sido distinta, coincide en los objetivos perseguidos. Para el periodo de corte terminado en 2005, es posible observar que en todos los países se ha expedido una ley de energía eléctrica en la que se manifiesta la voluntad de implementar reformas hacia el mercado. A ese año todos deberán haber plasmado en su legislación el desarrollo de reformas como la desintegración vertical y horizontal de las distintas actividades de la industria y la privatización de los activos del sector. En aspectos como el desarrollo de la figura de comercializador y la organización de un mercado minorista, los marcos reguladores de los países estudiados no son convergentes.

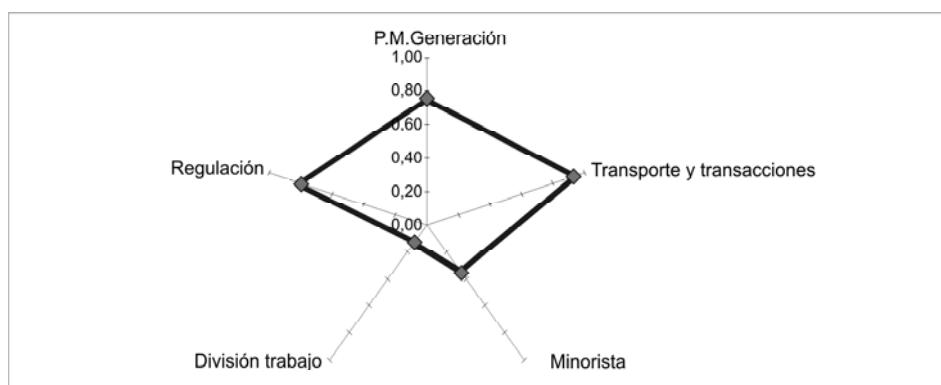
En las figuras 1 a 5 cada cuadrante representa un indicador de la metodología; entre más alejado del origen se encuentre el punto de corte en cada eje, mayor será la tendencia a la liberalización del mercado en cada uno de los aspectos considerados. Un comportamiento simétrico de los puntos de corte evidencia la coherencia entre la división del trabajo, la organización industrial de dicho mercado y la regulación vigente.

En Bolivia (figura 1) existe un problema de coherencia entre los aspectos reguladores, las características de la red de transporte y las formas de transacción y el índice de la capacidad de ejercer poder de mercado en la actividad de generación, por una parte, y el índice de la división del trabajo y el de concentración minorista y elección por parte de los consumidores finales. Mientras que los primeros aportan a un sistema de mercado, los segundos aportan a un sistema centralizado.

Esto hace que los agentes se vean obligados a transar en los mercados mayoristas, a pesar de que sus costos de transacción sean altos. La incoherencia entre estas dos facetas plantea una debilidad del mercado eléctrico boliviano, que podría dar al traste con la consolidación de un mercado mayorista de energía. Esta incoherencia, junto con la organización industrial actual del sector, podría desincentivar la inversión en nuevos proyectos en la actividad de generación. Existe la posibilidad de que en el futuro esta contradicción se resuelva con el regreso a un esquema centralizado.

FIGURA 1

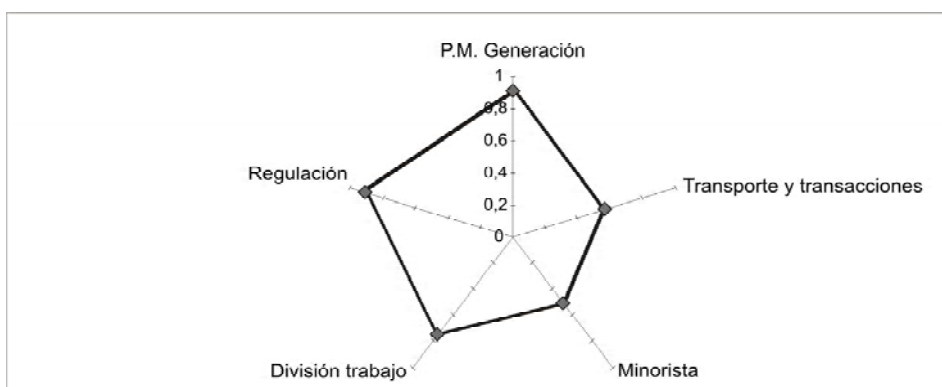
BOLIVIA: COMPORTAMIENTO



Fuente: elaboración propia.

En Colombia (figura 2) se puede apreciar una coherencia relativa entre todos los aspectos considerados. Tal vez el único que no es completamente coherente con una estrategia de liberalización del sector es la consolidación de un mercado minorista fuerte, mediante el cual los consumidores puedan plasmar sus preferencias en la formación de los precios. Sin embargo, es necesario advertir que a pesar del alto valor que toma el índice de capacidad para ejercer poder de mercado en el mercado mayorista, es necesario poner especial atención a los comportamientos de las empresas fuertes en el sector, dado que, debido a las características propias del servicio de energía eléctrica, el poder de mercado se configura como un problema inherente de los mayoristas.

FIGURA 2
COLOMBIA: COMPORTAMIENTO

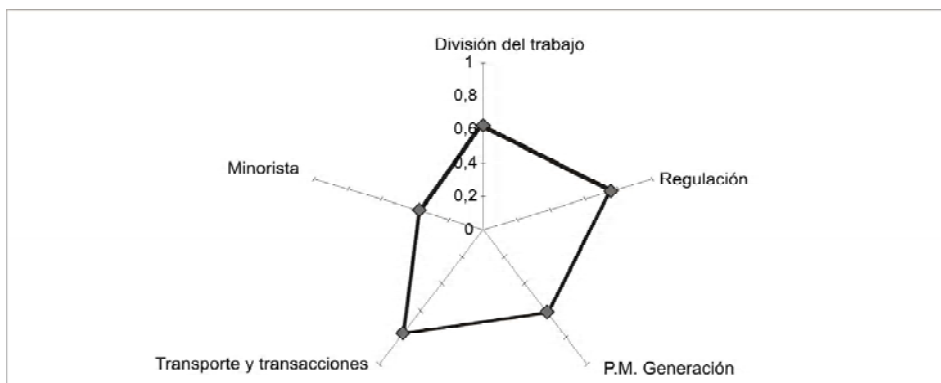


Fuente: elaboración propia.

El caso de Ecuador (figura 3) es similar al colombiano; sin embargo, a excepción del indicador de la organización del sistema de transporte y de las formas de transacción de la electricidad, en todos los aspectos se aprecia que la tendencia a la liberalización no es tan marcada como la colombiana. Al igual que allí, el nivel de desarrollo del mercado minorista en Ecuador es precario, lo que está en contradicción con la tendencia de liberalización media observada en aspectos como la regulación y la capacidad de ejercer poder de mercado en la actividad de generación. No obstante, se trata de un sector coherente con el grado de división del trabajo existente.

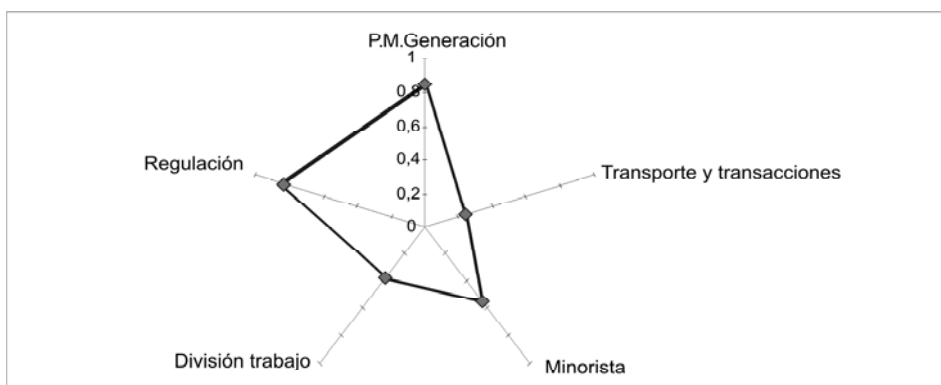
En Perú (figura 4) es posible observar coherencia entre el marco regulador y la capacidad de ejercer poder de mercado en la actividad de generación: ambas facetas muestran una tendencia dirigida a la liberalización. Pero no son coherentes con el conjunto de indicadores restante: el índice de división del trabajo, el de concentración minorista y de elección por parte del consumidor final, señales que apuntan hacia una estructura centralizada e integrada del sector. Esta tensión hace pensar en la posibilidad de un regreso a esquemas centralizados.

FIGURA 3
ECUADOR: COMPORTAMIENTO



Fuente: elaboración propia.

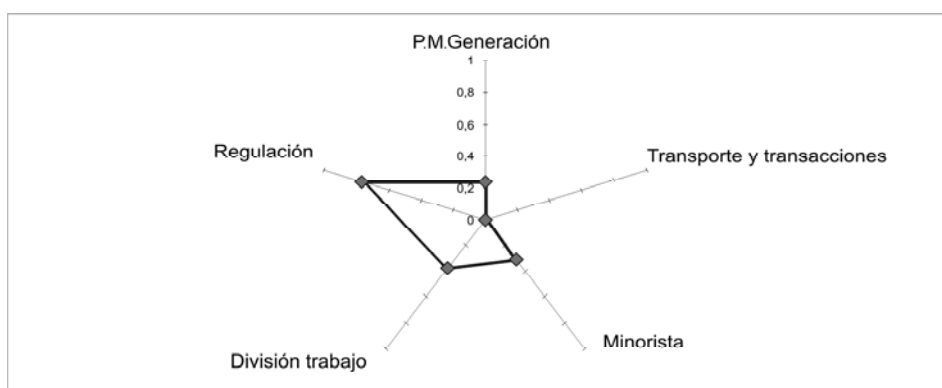
FIGURA 4
PERÚ: COMPORTAMIENTO



Fuente: elaboración propia.

En Venezuela (figura 5) en todos los indicadores se aprecia una clara tendencia a la organización centralizada del mercado. La división del trabajo presenta una leve desaceleración, el índice de capacidad de ejercer de mercado en la actividad de generación señala que no existen condiciones de competencia en este sector. Las condiciones de la red de transporte y de las formas de transacción son inadecuadas para la adopción de un esquema de mercado mayorista liberalizado, y las condiciones para el desarrollo de un mercado minorista liberalizado son bastante precarias. Estas evidencias entran en contradicción con la intención de liberalización plasmada en el marco regulador propuesto en la ley orgánica del servicio eléctrico aprobada en 2004. Dadas las características observadas en la división del trabajo y en la organización industrial del sector, parece sensata la decisión de no implementar las reformas plasmadas en la ley de electricidad.

FIGURA 5
VENEZUELA: COMPORTAMIENTO



Fuente: elaboración propia.

La incoherencia entre los indicadores de los diferentes países hace que la tendencia a tener mercados mayoristas liberalizados no sea tan clara, puesto que su funcionamiento competitivo se ve reflejado en valores altos y coherentes de los diferentes indicadores considerados. La incertidumbre de esta variable, junto con su importancia, concuerdan con que en el ejercicio de escenarios se introdujera el desarrollo de mercados mayoristas competitivos como uno de los ejes. El otro eje fue el desarrollo de las transacciones internacionales de energía, lo cual concuerda con que, según el análisis empresarial, las innovaciones tecnológicas

no son preponderantes en la actualidad y, por el contrario, las importantes se están dando en la esfera organizativa y de mercado. A partir de la información contenida en los indicadores de organización industrial y regulación, se construyó un indicador de la estructura del mercado, que se combinó con uno del desarrollo de las transacciones de energía, para obtener una ruta dentro del conjunto de escenarios factibles para la región. Se establecieron cuatro escenarios posibles para el futuro del mercado eléctrico regional andino: 1) la mano invisible andina; 2) cada uno en su corral; 3) solo para emergencias; 4) comando y control. Según, los indicadores desarrollados, el mercado de la región parece tener al escenario de Cada uno en su lugar, escenario en el que se desarrollan los mercados mayoristas competitivos en los países, mas no se consolida un mercado de electricidad regional integrado, como el del proyecto del Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central (Siepac).

BIBLIOGRAFÍA

- ARACIL, JAVIER. 1997. *Introducción a la dinámica de sistemas*. Alianza. Madrid.
- ASAMBLEA NACIONAL DE LA REPÚBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA. “Ley orgánica del servicio eléctrico” [consultado 2006]. www.opsis.org.ve
- ÁVILA, RAÚL, HERNÁNDEZ, IVÁN. 2005. “Coevolución del mercado eléctrico colombiano”. *Revista Mundo Eléctrico*. 60.
- AYALA, ULPIANO, MILLÁN, JAIME. 2003. “La sostenibilidad de las reformas del sector eléctrico en Colombia”. *Cuadernos de Fedesarrollo*. Fedesarrollo. Bogotá.
- BACON, ROBERT. 1999. “A Scorecard for Energy Reform in Developing Countries”. *Public Policy for the Private Sector*. 175. The World Bank.
- BALDWIN, ROBERT, CAVE, MARTIN. 1999. *Understanding Regulation: Theory, Strategy and Practice*. Oxford University Press. Oxford.
- BERMÚDEZ, C., MADRID, M. 2000. “Relación entre la planeación por escenarios y el método de escenarios de la prospectiva”. Medellín.
- BID (Banco Interamericano de Desarrollo). 2001. *Competitividad: el motor del crecimiento: progreso económico y social en América Latina. Informe 2001*. BID. Washington.
- BLANCHARD, OLIVIER. 1987. “Monopolistic Competition and the Effect on Aggregate Demand”. *American Economic Review*. 77.
- BORLAND, J., YANG, X. 1995. “Specialization, Product Development, Evolution of the Institution of the Firm, and Economic Growth”. *Journal of Evolutionary Economics*. 5.
- BOULDING, K. 1978. *Ecodynamics*. Sage. Beverly Hills.
- BRADFIELD, RON, WRIGHT, GEORGE, BURT, GEORGE, CAIRNS, GEORGE, VAN DER HEIJDEN, KEES. 2005. “The Origins and Evolution of Scenarios Techniques in Long Range Business Planning”. *Futures*. 37 (8).
- BRECEDA, MIGUEL. 2000. “Propuesta de cambio estructural de la industria eléctrica en México”. Preparado para la Comisión para la Cooperación Ambiental de América del Norte. Agosto 2000. www.cec.org/files/pdf/Breceda-s_FR.PDF

- BRENNAN, T. J., PALMER, K. L., MARTÍNEZ, S. A. 2002. *Alternating Currents Electricity Markets and Public Policy*. RFF Press. Washington.
- CABRAL, LUIS. 1997. *Economía industrial*. McGraw-Hill. Madrid.
- CAEM. 2003. *Electricity Retail Energy Deregulation Index 2003. Fourth Edition of the Electricity RED Index. A Scorecard for Measuring Progress on Energy Restructuring*. Center for the Advancement of Electricity Markets (Caem).
- CAPELLO, R. P., NIJKAMP, P., PEPPING, G. 1999. *Urban Sustainability and Energy Policies*. Springer Verlag. Berlín.
- CASTRO BOLAÑO, MARCOS. 2002. *Indicadores de desarrollo sostenible urbano. Una aplicación para Andalucía*. Instituto de Estadística de Andalucía. Sevilla.
- CATE, ARIE TEN, LIJESSEN, MARK. 2004. "The Elmar Model: Output and Capacity in Imperfectly Competitive Electricity Markets". *CPB Memorandum*. 94. CPB Netherlands Bureau for Economic Policy Analysis.
- CHAMBERLIN, E. 1933. *The Theory of Monopolistic Competition*. Harvard University Press. Cambridge.
- CIDET. 2004. "Sistematización experiencia prospectiva tecnológica del sector eléctrico nacional". Cidet. Medellín.
- COATES, JOSEPH F. 2000. "Scenario Planning". *Technological Forecasting and Social Change*. 65 (1).
- CREG (Comisión de Regulación de Energía y Gas) [consultado noviembre de 2005]. www.creg.gov.co
- . "Normatividad y marco regulatorio" [consultado 2006]. www.creg.gov.co
- . 1999a. "Resolución Creg-004" [consultado 2006]. www.creg.gov.co
- . 1999b. "Resolución Creg-042 de 1999b" [consultado 2006]. www.creg.gov.co
- . "Resolución Creg-065 de 1998" [consultado 2006]. www.creg.gov.co
- . "Resolución Creg-128" de 1996" [consultado 2006]. www.creg.gov.co
- . "Resolución Creg-199 de 1997" [consultado 2006]. www.creg.gov.co
- COMITÉ NACIONAL DE DESPACHO DE CARGA. "Desarrollo del mercado eléctrico mayorista boliviano. 1996-2001". Bolivia. www.cnb.net/cndc
- CONELEC (Consejo Nacional de Electricidad). "Regulación. Conelec-001/06. Requisitos para la calificación de grandes consumidores. Ecuador" [consultado 2006]. www.conelec.gov.ec/
- . "Resolución 007 de 1999. Requisitos para la calificación de grandes consumidores. Ecuador" [consultado 2005]. www.conelec.gov.ec/

- . [consultado febrero 2005]. www.conelec.gov.ec
- Congreso de Colombia. 1994a. “Ley de servicios públicos domiciliarios. Ley 142” [consultado 2006]. www.creg.gov.co
- . 1994b. “Ley eléctrica. Ley 143” [consultado 2006]. www.creg.gov.co
- CONGRESO NACIONAL DE BOLIVIA. “Ley 1604. Ley de 21 de diciembre de 1994”. Superintendencia de Electricidad de Bolivia. La Paz, 21 de diciembre de 1994 [consultado 2005]. www.superele.gov.bo/index.php
- CONGRESO NACIONAL DE ECUADOR. “Ley de régimen del sector eléctrico del 10 de octubre de 1996 y varias reformas hasta agosto de 2000” [consultado febrero 2005]. www.conelec.gov.ec
- DALY, H. 1991. “Elements of Environmental Macroeconomics”. En R. Constanza (ed.). *Ecological Economics: The Science and Management of Sustainability*. Columbia University Press. Nueva York.
- DELLINK, R., BENNIS, M., WERBRUGGEN, H. 1999. “Sustainable Economic Structures”. *Ecological Economics*. 29.
- DIXIT, AVINASH, STIGLITZ, JOSEPH. 1977. “Monopolistic Competition Optimum Product Diversity”. *American Economic Review*. 63 (3).
- EIA (Energy International Agency). 2005. *Internacional Energy Outlook 2005. Electricity*. www.eia.doe.gov/oiaf/ieo/electricity.html
- ENERGY IN EUROPE. 1996. *European Energy to 2020*. Número especial. Primavera.
- FINON, D., LAPILLONNE, B. 1983. “Long Term Forecasting of Energy Demand in the Developing Countries”. *European Journal of Operational Research*. 13 (1).
- FORRESTER, J. W. 1971. *World Dynamics*. Wright Allen Press. Nueva York.
- FREEMAN, CH., PÉREZ, C. 1988, “Structural Crises of Adjustment, Business Cycles and Investment Behavior”. En G. Dosi et al. (eds.). *Technical Changes and Economic Theory*. Pinter Publishers. Londres y Nueva York.
- GARCÍA, MARIO, DYNER, ISAAC. 2000. “Reform and Regulation of Electricity in Colombia - UK Experiences Taken Across the Atlantic”. *International Journal of Public Administration*. 23 (5, 8).
- GLOBAL SCENARIOS 1998-2020. Shell Publicity Services SLBPC/15m
- GODET, MICHEL. 1995. *De la anticipación a la acción: manual de prospectiva y estrategia*. Segunda edición. Ediciones Alfaomega. México.
- . 2000. “The Art of Scenarios and Strategic Planning, Tools and Pitfalls”. *Technological Forecasting and Social Change*. 65 (1).

- GODET, MICHEL, ROUBELAT, FABRICE. 1996. "Creating the future: The Use and Misuse of Scenarios". *Long Range Planning*. 29 (2).
- GOWDY, J. M. 1994. *Coevolutionary Economics: The Economy Society and the Environment*. Kluwer Academic Publishers. Dordrecht.
- GREEN, RICHARD 2004. "Did English Generators Play Cournot? Capacity Withholding in the Electricity Poll". *Cambridge Working Papers in Economics CWPE 0425*. CMI Working Paper 41.
- GREEN, RICHARD, NEWBERRY, D. 1992. "Competition in the British Electricity Spot Market". *The Journal of Political Economy*. 100 (5).
- HODGSON, G M. 1993. *Economics and Evolution: Bringing Back Life into Economics*. Polity Press and University of Michigan Press. Cambridge y Ann Arbor.
- HUNT, SALLY, SHUTTLEWORTH, GRAHAM. 1996. *Competition and Choice in Electricity*. John Wiley & Sons. Londres.
- ISA (Interconexión Eléctrica S. A.). 2005. "Sistema eléctrico colombiano". http://www.isa.com.co/pragma/documenta/ISA/secciones/ISA/HOME/IG/IDI/SEC/doc_868_HTML.html?idDocumento=868
- ISAZA, JOSÉ FERNANDO. s. f. *Energía. Aspectos financieros y fiscales*. Contraloría General de la República. Bogotá.
- JAMASB, TOORAJ, NEWBERY, DAVID, POLLITT, MICHAEL. 2004. "Core Indicators for Determinants and Performance of Electricity Sector in Developing Countries". *Working Paper CMI*. 46. Department of Applied Economics, University of Cambridge. Cambridge.
- KEMPLERER, PAUL, MEYER, MARGARET. 1986. "Price Competition vs. Quantity Competition: The Role of Uncertainty". *Rand Journal of Economics*. 17 (4).
- . 1989. "Supply Functions Equilibria in Oligopoly under Uncertainty". *Econometrica*. 57.
- KREPS, DAVID, SCHEINKMAN, J. A. 1983. "Quantity Precommitment and Bertrand Competition Yield Cournot Outcomes". *The Bell Journal of Economics*. 14 (2).
- LARSEN, E. 2000. "Understanding and Using Scenarios: The Why, When and How of Scenarios". *Revista de Estudios Energéticos*. 24.
- LINDGREN, M., BANDHOLD, H. 2003. *Scenario Planning: The Link Between Future and Strategy*. Palgrave Macmillan. Houndmills.
- LIU, PAK-WAI, YANG, XIOKAI. 2000. "The Theory of Irrelevance of the Size of the Firm". *Journal of Economic Behavior and Organization*. 42.
- MACHADO, FERNÁNDEZ, M. 1997 *Gestión tecnológica para un salto en el desarrollo industrial*. Madrid.

- MASINI BARBIERI, ELEONORA, VÁSQUEZ MEDINA, JAVIER. 2000. "Scenarios as Seen from a Human and Social Perspective". *Technological Forecasting and Social Change*. 65 (1).
- MEADOWS, D. H., MEADOWS, D. L., RANDEWS, J. 1992. *Beyond the Limits: Confronting Global Collapse, Envisioning a Sustainable Future*. Chelsea Green Publishing. Post Mills.
- MERCADOS ENERGÉTICOS. 2005. "La integración energética en el Pacto Andino". Informe preparado para Inter-American Development Bank. Buenos Aires.
- MILLÁN, JAIME, VON DER FEHR, NILS-HENRIK. 2003. *Keeping the Lights On: Power Sector Reform in Latin America*. Inter-American Development Bank. Washington.
- . 1999. "La segunda generación de bolsas de energía: lecciones para América Latina". Banco Interamericano de Desarrollo. Washington.
- MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS DE PERÚ. "Marco general regulatorio del subsector electricidad. Dirección general de electricidad. Decreto ley 25844. Ley de concesiones eléctricas" [consultado noviembre de 2005]. www.minem.gob.pe
- MONSALVE, SERGIO (ed.). 1999. *Introducción a los conceptos de equilibrio en economía*. Universidad Nacional de Colombia. Bogotá.
- MONTERO, JUAN PABLO, RUDNICK, HUGH. 2002. "Second Generation Electricity Reforms in Latin America and the California Paradigm". *Journal of Industry, Competition and Trade*.
- NEKICENOVIC, N., GRÜBLER, A., MCDONALD, A. (eds.). 1988. *Global Energy Perspective*. Cambridge University Press. Cambridge.
- NELSON, R. 1995. "Recent Evolutionary Theorizing About Economic Change". *Journal of Economic Literature*. XXXIII.
- NEWBERRY, D. 1995. "Power Markets and Market Power". *The Energy Journal*. 16 (3).
- NEWBERRY, D., POLLITT, M. 2004. "Electricity Sector Reform in Developing Countries: A Survey of Empirical Evidence on Determinants and Performance". *DAE Working Paper*. 0439.
- NORDHAUS, W. 1973. "World Dynamics: Measurement without Data". *Economic Journal*. 83.
- NORGAARD, R. B. 1984. "Coevolutionary Development Potential". *Land Economics*. 60.
- . 1994. *Development Betrayed: The End of Progress and a Coevolutionary Revisioning of the Future*. Routledge. Londres y Nueva York.

- OLADE Y MERCADOS ENERGÉTICOS. 2003. “La situación energética en América Latina”. Informe preparado para la Corporación Andina de Fomento. Marzo.
- OLADE (Organización Latinoamericana de Energía). 2000. *Energía y desarrollo sustentable en América Latina y el Caribe: guía para la formulación de políticas energéticas*. Quito.
- OLADE 1993. “Prospectiva energética y desarrollo económico en el siglo XXI: la perspectiva latinoamericana en el contexto mundial”. Junio de 1993.
- OLADE-CEPAL-GTZ. 2003. *Energía y desarrollo sustentable en América Latina y el Caribe: guía para la formulación de políticas energéticas*. Santiago.
- OPIS (Oficina de Operación de Sistemas Interconectados). “Ley orgánica del servicio eléctrico” [consultado noviembre de 2005]. opsis.org.ve/home3.html
- PARDO SALAZAR, GEOVANNY. 2005. “Marco normativo/institucional para afianzar el funcionamiento competitivo del sector eléctrico ecuatoriano”. Consejo Nacional de Electricidad (Conelec). Foro Internacional-Cier. Lima, 14 y 15 de julio de 2005.
- PAVÓN, J., HIDALGO, A. 1997. *Gestión e innovación: un enfoque estratégico*. Pirámide. Madrid.
- PÉREZ MIBELLI, CARLOS. 2005. “Regulación del sector eléctrico venezolano”. Cámara Venezolana de la Industria Eléctrica. Foro Internacional-Cier. Lima, 14 y 15 de julio de 2005.
- PÉREZ, CARLOTA. 2000 “El cambio tecnológico y las oportunidades de desarrollo como blanco móvil”. Mesa redonda de alto nivel sobre comercio y desarrollo: orientaciones para el siglo XXI. Bangkok, 12 de febrero.
- . 1990. “Las nuevas tecnologías: una visión de conjunto”. En F. Alburquerque (ed.). *Revolución tecnológica y reestructuración productiva*. GEL. Buenos Aires.
- PINEAU, PIERRE-OLIVIER, HIRA, ANIL, FROSCHAUER, KARL. 2004. “Measuring International Electricity Integration: A Comparative Study of the Power Systems under the Nordic Council, Mercosur, and Nafta”. *Energy Policy*. 32 (13).
- PORTER, MICHAEL. 1982. *Estrategia competitiva*. Cía. Editorial Continental. México.
- PRECOMPETENCIA. “Situación del sector eléctrico en Venezuela” [consultado noviembre de 2005]. www.procompetencia.gov.ve/informesectorelectrico.html
- PRESIDENTE CONSTITUCIONAL DE LA REPÚBLICA DE ECUADOR. “Reglamento sobre el control de abusos de posiciones monopólicas en las actividades del sector eléctrico. R. O. No. 408 de 10 de septiembre de 2001” [consultado 2005]. www.conelec.gov.ec

- . “Reglamento sustitutivo del reglamento general de la ley de régimen del sector eléctrico. 22 de octubre de 1997” [consultado 2006]. www.conelec.gov.ec
- PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA DE PERÚ. “Ley antimonopolio y antioligopolio del sector eléctrico. Ley N° 26876 de 1997” [consultado 2006].
- . “Ley de concesiones eléctricas y reglamento. Decreto ley N° 25844 de 1992. Actualizado a enero 2006” [consultado 2006]. www.osinerg.gov.pe
- . “Reglamento de la ley de concesiones eléctricas, aprobado mediante decreto supremo N° 009-93-EM de 1993” [consultado 2006]. www.osinerg.gov.pe
- . “Reglamento para la comercialización de electricidad en un régimen de libertad de precios, aprobado mediante decreto supremo N° 017-2000-EM de 2000” [consultado 2006]. www.osinerg.gov.pe
- PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA DE VENEZUELA. “Reglamento general de la ley del servicio eléctrico. Junio de 2001” [consultado 2006]. www.opsis.org.ve
- RINGLAND, G. 1998. *Scenario Planning. Managing for the Future*. John Wiley & Sons. Londres.
- ROSARIO PIÑA, MARTHA. 1997. “Ciclos y desarrollo económico: el caso colombiano”. *Hojas Económicas*. 8. Universidad Autónoma de Colombia. Centro de Investigaciones Económicas.
- SANCLEMENTE, CARLOS. 1993. *Desarrollo y crisis del sector eléctrico colombiano 1890-1993*. Universidad Nacional de Colombia. Bogotá.
- SECRETARÍA DE ENERGÍA. “Prospectiva 2002”. Buenos Aires. Mayo, 2003. <http://energia.mecon.gov.ar>
- SENER (Secretaría de Energía). 2002. “Prospectiva del sector eléctrico 2002-2011”. México. www.sener.gov.mx
- SHY, OZ. 1999. *Industrial Organization Theory and Applications*. The MIT Press. Cambridge.
- SOLOW, R. 1979. “El cambio técnico y la función de producción agregada”. En N. Rosenberg, (comp.). *Economía del cambio tecnológico*. Fondo de Cultura Económica. México.
- STERMAN, JOHN. 2000. *Business Dynamics. Systems Thinking and Modeling for a Complex World*. MacGraw-Hill.
- STOFT, S. 2002. *Power System Economics. Designing Markets for Electricity*. John Wiley. Londres.
- SUPERELE (Superintendencia de Electricidad de Bolivia). “La industria eléctrica en Bolivia” [consultado 2005]. www1.superele.gov.bo

- [consultado noviembre de 2005]. www.superele.gov.bo/index.php
- TEMPLE, JONATHAN. 1999. "The New Growth Evidence". *Journal of Economic Literature*. XXXVII.
- "The Importation of Electricity into the EU". www.fe.doe.gov/international/publications/96hemib.pdf [consultado 2006].
- The Shared Analysis Project - Economic Foundations for Energy Policy, European Commission, 1999.
- TIROLE, JEAN. 1998. *The Theory of Industrial Organization*. MIT Press. Cambridge.
- TURMES, CLAUDE. 2001. *The Importation of Electricity into the EU. Liberalising the Electricity Market*. www.eu-energy.com/electricity
- UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA. *Metodología para el seguimiento al mercado eléctrico mayorista en Colombia, 2002*. Bogotá.
- UPME (Unidad de Planeación Minero Energética). 2000. *Futuros para una energía sostenible en Colombia*. Medellín, mayo de 2000.
- . "Una visión del mercado eléctrico Colombiano". Mayo 2004, Bogotá. www.upme.gov.co/Docs/Vision_Mercado_Electrico_Colombiano.pdf
- VAN DEN BERGH, J. C. J. M. 1996. *Ecological Economics and Sustainable Development: Theory Methods and Applications*. Edward Elgar. Cheltenham.
- VAN DEN BERGH, J. C. J. M., GOWDY, J. M. 2000. "Evolutionary Theories in Environmental and Resource Economics: Approaches and Applications". *Environmental and Resource Economics*. 17.
- VAN DEN BERGH, J. C. J. M., HOFKES, M. W. 1997. "A Survey of Economic Modeling of Sustainable Development". *T. I. Discussion Paper 97/07-3*. Tinbergen Institute. Amsterdam-Rotterdam.
- VAN DEN BERGH, J. C. J. M., NIJKAMP, P. 1991. "A General Dynamic Economic-Ecological Model for Regional Sustainable Development". *Journal of Environmental Systems*. 20.
- VARIAN, HAL 1992. *Análisis microeconómico*. Antony Bosch Editor. Madrid.
- WOLAK, F., PATRICK, R. 1997. "The Impact of Market Rules and Market Structure on the Price Determination Process in the England and Wales Electricity Market Power". *Working Paper PWP-047*. University of California Energy Institute.
- YOUNG, ALLYN. 1998. "Growth Without Scale Effects". *Journal of Political Economy*. 106. 41.

PÁGINAS WEB

www.conelec.gov.ec

www.iadb.org/res/publications/pubfiles/pubB-2001S_6504.pdf

www.indecopi.gob.pe/legislacionyjurisprudencia/clc.asp