



ESTUDIO DEL IMPACTO DEL MARCO REGULATORIO DEL SECTOR DE ENERGÍA ELÉCTRICA, INCLUIDA LA REGULACIÓN DE LOS INTERCAMBIOS INTERNACIONALES DE ENERGÍA

INFORME FINAL

Preparado para:



Diciembre, 2011



INFORME DE IMPACTO DEL MARCO REGULATORIO DEL SECTOR DE ENERGÍA ELÉCTRICA, INCLUIDA LA REGULACIÓN DE LOS INTERCAMBIOS INTERNACIONALES DE ENERGÍA

CONTENIDO

I - RESUMEN EJECUTIVO	7
1. OBJETIVO DEL ESTUDIO Y METODOLOGÍA	7
2. MARCO EXTERNO.....	7
3. MERCADO MAYORISTA.....	8
4. TRANSMISIÓN	11
5. DISTRIBUCIÓN.....	12
6. COMERCIALIZACIÓN	14
7. INTERCAMBIOS INTERNACIONALES.....	15
8. DINÁMICA Y SOSTENIBILIDAD SECTORIAL Y RESPUESTA DE LA CREG	15
II - INTRODUCCIÓN.....	17
1. OBJETIVOS GENERALES DEL ESTUDIO	17
2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS	17
3. ENFOQUE DEL CONSULTOR	18
3.1. Las evaluaciones de Impacto Regulatorio: experiencia internacional	18
3.2. La viabilidad y sostenibilidad sectorial	20
3.3. Método de Estimación del Impacto Regulatorio.....	21
4. MARCO EXTERNO	21
4.1. Marco económico	21
4.2. Impactos externos extraordinarios.....	24
4.3. Planes Nacionales de Desarrollo	26
4.3.1. <i>El Salto Social</i>	26
4.3.2. <i>Cambio para Construir la Paz</i>	27
4.3.3. <i>Hacia un Estado Comunitario</i>	28
4.3.4. <i>Plan Nacional de Desarrollo 2006-2010</i>	30
4.3.5. <i>Fondos y programas implementados para el Sector de Energía Eléctrica</i>	32
4.4. Marco regulatorio general	35
4.4.1. <i>Constitución Política de 1991</i>	35
4.4.2. <i>La Ley de Servicios Públicos Domiciliarios (142 de 1994)</i>	35
4.4.3. <i>La Ley Eléctrica (143 de 1994)</i>	37
4.4.4. <i>Ley 689 de 2001: Modifica parcialmente la Ley 142 de 1994</i>	39
4.4.1. <i>Ley 1150 de 2007</i>	40
4.4.2. <i>Ley 1215 de 2008</i>	41
4.4.3. <i>Ley 1376 de 2010</i>	41
4.4.4. <i>Ley 1428 de 2010</i>	41
4.4.5. <i>Ley 1430 de 2010</i>	41
4.4.6. <i>Decreto 3734 de 2003</i>	41
4.4.7. <i>Decreto 2696 de 2004</i>	42
4.4.8. <i>Decretos 387 y 4977 de 2007</i>	42
4.4.9. <i>Decreto 2424 de 2006</i>	43
4.4.10. <i>Decreto 388 de 2007 y Decretos 1111 y 3451 de 2008: Políticas y Directrices para asegurar la cobertura del servicio</i>	43
4.4.11. <i>Decretos 1122, 1123, 1124, 2220 y 4813 de 2008 y Decreto 4926 de 2009</i>	44
4.4.12. <i>Decreto 3414 de 2009</i>	44
4.4.13. <i>Reglamentación Técnica</i>	45
5. CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL SECTOR DE ENERGÍA ELÉCTRICA COLOMBIANO	45
III - MERCADO MAYORISTA	47
1. OBJETIVOS REGULATORIOS	47
1.1. Confiabilidad – Seguridad de Abastecimiento de la demanda	47
1.2. Recuperación de los costos de arranque y parada de unidades térmicas	48

2.	INSTRUMENTOS REGULATORIOS	48
2.1.	Soluciones metodológicas implementadas por la CREG	48
2.1.1.	<i>El Cargo por Confiabilidad</i>	48
2.1.2.	<i>Resoluciones CREG asociadas al Cargo por Confiabilidad en el período 2008-2010</i>	54
2.1.3.	<i>Ajustes de la Regulación del Mercado Spot</i>	57
2.1.4.	<i>Regulación del Mercado Mayorista ante la escasez de aportes asociada al fenómeno de El Niño 58</i>	
2.1.5.	<i>Protección de la competencia en el Mercado Mayorista</i>	60
2.2.	Análisis conceptual e implicaciones del Marco Regulatorio adoptado	61
2.2.1.	<i>Cargo por confiabilidad –Regulación transitoria ante riesgo de desabastecimiento</i>	61
2.2.2.	<i>Ajustes en la regulación del mercado spot</i>	64
2.2.3.	<i>Normas relativas a la promoción de la competencia en el mercado</i>	64
3.	IMPACTO EX POST DEL MARCO REGULATORIO	65
3.1.	Prestación continua del servicio y dinámica del Mercado Mayorista	65
3.2.	Resultados Primera Subasta del Cargo por Confiabilidad (2008)	68
3.3.	Resultados del Cargo por Confiabilidad (2009)	68
3.4.	Resultados del Cargo por Confiabilidad (2010)	69
3.5.	Resultados del Cargo por Confiabilidad (2011)	69
3.6.	Evolución de la sostenibilidad de la Generación	69
IV - TRANSMISIÓN		71
1.	OBJETIVOS REGULATORIOS	71
1.1.	Antecedentes	71
1.2.	Propuesta Conceptual – Período Regulatorio 2006 - 2010	71
1.3.	Metodología establecida en la Resolución CREG 011 de 2009	72
2.	INSTRUMENTOS REGULATORIOS	74
2.1.	Soluciones metodológicas planteadas por la CREG	74
2.1.1.	<i>Remuneración de la Transmisión</i>	74
2.1.2.	<i>Calidad de Servicio</i>	80
3.	IMPACTO EX POST DEL MARCO REGULATORIO	82
3.1.	Evolución de la sostenibilidad de la Transmisión	82
V - DISTRIBUCIÓN		83
1.	OBJETIVOS REGULATORIOS	83
2.	INSTRUMENTOS REGULATORIOS	84
2.1.	Soluciones metodológicas planteadas por la CREG	84
2.2.	Análisis conceptual e implicaciones del Marco Regulatorio aplicable	88
2.2.1.	<i>Metodología de remuneración</i>	88
2.2.2.	<i>Gastos de Administración, Operación y Mantenimiento</i>	92
2.2.3.	<i>STR y ADD</i>	94
2.2.4.	<i>Expansión de los STR</i>	96
2.2.5.	<i>Activos con Costos superiores a los Costos Medios</i>	102
2.2.6.	<i>Calidad del Servicio</i>	104
2.2.7.	<i>Pérdidas de energía</i>	110
3.	IMPACTO EX POST DEL MARCO REGULATORIO	111
3.1.	Evolución del cargo D	111
3.2.	Evolución de la sostenibilidad de la Distribución	114
3.3.	Evolución de la cobertura del servicio	115
3.4.	Evolución de las pérdidas de energía	115
3.5.	Evolución de la Calidad del Servicio	116
3.5.1.	<i>Evolución de la Calidad del Servicio en Áreas Urbanas</i>	116
3.5.2.	<i>Evolución de la Calidad del Servicio en Áreas Rurales</i>	118
VI - COMERCIALIZACIÓN		120
1.	OBJETIVOS REGULATORIOS	120
1.1.	Fórmula tarifaria de la Resolución CREG 119 de 2007	120
1.2.	Opción tarifaria aprobada por Resolución CREG 168 de 2008	122
2.	INSTRUMENTOS REGULATORIOS	122
2.1.	Soluciones metodológicas implementadas por la CREG	122
2.1.1.	<i>Fórmula tarifaria: Resolución CREG 119 de 2007</i>	122
2.1.2.	<i>Opción tarifaria (Resoluciones CREG 168 de 2008 y 03 de 2009)</i>	126

2.2.	Análisis conceptual e implicaciones del marco regulatorio adoptado.....	127
3.	ANÁLISIS DE LA RESOLUCIÓN CREG 158 DE 2010: NORMATIVA DE CALIDAD	130
3.1.	Indicadores antes de la existencia del Contrato de Servicios Públicos.....	130
3.1.1.	<i>Respuesta a la Solicitud de Factibilidad del Servicio, RSFS.....</i>	130
3.1.2.	<i>Respuesta a la Solicitud de Conexión</i>	130
3.2.	Indicadores durante la existencia del Contrato de Servicios Públicos	131
3.2.1.	<i>Respuesta a la Solicitud de Puesta en Servicio de la Conexión (RPSC)</i>	131
3.2.2.	<i>Aviso Previo de Interrupciones (API)</i>	134
3.2.3.	<i>Respuesta a Peticiones, Quejas y Recursos (RPQR).....</i>	135
3.2.4.	<i>Calidad de la Atención Telefónica (CAT).....</i>	137
3.2.5.	<i>Cumplimiento de citas con el usuario, CCU</i>	137
3.2.6.	<i>Tiempo de Reconexión.....</i>	137
3.2.7.	<i>Reclamo por facturación (RF)</i>	138
3.3.	Análisis de la Propuesta de la CREG con relación a las otras referencias consultadas	138
4.	IMPACTO EX POST DEL MARCO REGULATORIO	139
4.1.	Evolución del Cargo C	139
4.2.	Evolución de la sostenibilidad de la Comercialización	141
4.3.	Evolución de los Cargos Unitarios	141
4.4.	Sostenibilidad del Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos (FSSRI)	143
4.5.	Sostenibilidad del Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos (FOES)	144
VII - INTERCAMBIOS INTERNACIONALES DE ENERGÍA		144
1.	OBJETIVOS REGULATORIOS	144
1.1.	Contexto	144
1.2.	Interconexiones con Ecuador	144
1.2.1.	<i>Análisis de los Objetivos Regulatorios</i>	144
1.3.	Interconexión Colombia - Panamá	147
2.	INSTRUMENTOS REGULATORIOS	149
2.1.	Soluciones metodológicas implementadas para la interconexión Colombia - Ecuador ..	149
2.1.1.	<i>Selección valor máximo histórico del cargo transmisión informado por Ecuador</i>	149
2.1.2.	<i>Explicitación del cargo por confiabilidad para programar importaciones</i>	150
2.1.3.	<i>Adaptación de las funciones de precio de oferta de exportación e implicancias para la demanda de exportación de la separación de los costos de Arranque y Parada de los precios ofertados por los generadores para la subasta diaria de energía</i>	150
2.1.4.	<i>Explicitación de situaciones en las cuales Colombia no programará TIEs de exportación a Ecuador asociadas a condiciones críticas de abastecimiento interno</i>	150
2.1.5.	<i>Adaptación del marco regulatorio colombiano de TIEs al régimen transitorio implementado por la Decisión CAN N° 720</i>	151
2.2.	Soluciones metodológicas implementadas para la interconexión Colombia-Panamá	151
2.3.	Análisis conceptual e implicaciones del Marco Regulatorio adoptado	151
2.3.1.	<i>Eficacia</i>	151
2.3.2.	<i>Sostenibilidad</i>	155
2.3.3.	<i>Equidad</i>	158
3.	IMPACTO EX POST DEL MARCO REGULATORIO	158
3.1.	Desarrollo de las interconexiones	158
3.1.1.	<i>Esquema TIEs</i>	158
3.1.2.	<i>Interconexión Colombia - Panamá</i>	159
3.2.	Uso de las interconexiones	159
3.3.	Conclusiones	161
VIII - REFERENCIAS		162

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 – Sostenibilidad financiera del sector Generación.....	69
Tabla 2 – Evolución de la Utilidad Operacional del Sector Generación (2004-2010).....	70
Tabla 3 – UC de Líneas, comparación Resoluciones CREG 011 de 2009 vs 026 de 1999..	75
Tabla 4 – UC de Transformadores, comparación Resoluciones CREG 011 de 2009 vs 026 de 1999	75
Tabla 5 – Relación entre Precios de Convocatorias y Costo de UC	76
Tabla 6 – Comparación entre los métodos CROD y VNR.....	79
Tabla 7 – Evolución de la Utilidad Operacional del sector Transmisión (2004-2010)	83
Tabla 8 – Sostenibilidad financiera del sector Distribución	114
Tabla 9 – Evolución de las pérdidas totales de energía	116
Tabla 10 – Evolución de la Calidad del Servicio en la Zonas Urbanas	117
Tabla 11 – Evolución de la Calidad del Servicio en la Región Andina Urbana	117
Tabla 12 – Evolución de la Calidad del Servicio en la Región Llanos Urbana	117
Tabla 13 – Evolución de la Calidad del Servicio en la Región Amazónica Urbana.....	117
Tabla 14 – Evolución de la Calidad del Servicio en la Región Pacífico Urbana.....	118
Tabla 15 – Evolución de la Calidad del Servicio en la Región Caribe Urbana	118
Tabla 16 – Evolución de la Calidad del Servicio en la Zonas Rurales	118
Tabla 17 – Evolución de la Calidad del Servicio en la Región Andina Rural.....	119
Tabla 18 – Evolución de la Calidad del Servicio en la Región Llanos Rural	119
Tabla 19 – Evolución de la Calidad del Servicio en la Región Amazónica Rural.....	119
Tabla 20 – Evolución de la Calidad del Servicio en la Región Pacífico Rural.....	119
Tabla 21 – Evolución de la Calidad del Servicio en la Región Caribe Rural	119
Tabla 22 – Uruguay: plazos para solicitudes de nuevos usuarios o aumento de carga.....	131
Tabla 23 – Plazos para conexión de nuevos usuarios o aumentos de carga	132
Tabla 24 – Plazos para conexión del servicio sin modificación de red.....	133
Tabla 25 – Plazos para conexión del servicio con modificación de red	133
Tabla 26 – El Salvador: Porcentaje máx. de Reclamos Procedentes	136
Tabla 27 – Plazos para reconexión del servicio con modificación de red	138
Tabla 28 – Sostenibilidad financiera del sector Comercialización	141
Tabla 29 – Evolución del FSSRI (mill. de pesos de 2008)	143
Tabla 30 – Desarrollo histórico de enlaces internacionales en Colombia	159

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 – Algunos indicadores económicos claves.....	23
Figura 2 – Tipo de Cambio, Riesgo País (EMBI+) y Precio del Crudo	23
Figura 3 – Nivel de Embalse Agregado (MWh, valores en log)	24
Figura 4 – Número de atentados terroristas a las instalaciones de Transmisión	25
Figura 5 – Evolución de la seguridad ciudadana.....	26
Figura 6 – Evolución del Margen de Reserva del Sistema, Capacidad Disponible y Dem. Max.	65
Figura 7 – Demanda no Atendida por Fallas No Programadas (% de la Demanda Total)....	66
Figura 8 – Dinámica del Precio de la Bolsa con relación al Margen de Reserva (\$COL dic 2004)	67
Figura 9 – Modelización del Precio de Bolsa como función del Margen del Sistema	67
Figura 10 – Evolución de los Precios de Bolsa y Contratos (\$COL de enero 2004)	68
Figura 11 – Evolución de la componente G por Región (\$ de enero de 2004)	70
Figura 12 – Evolución del Cargo T	82
Figura 13 – Evolución del Cargo D (\$Col de enero 2004).....	112
Figura 14 – Evolución del Cargo D por Región (\$Col. de enero 2004))	112
Figura 15 – Evolución del Cargo D por Región (enero 2004=100)	113
Figura 16 – Evolución del Cargo D por Nivel de Tensión	114
Figura 17 – Evolución del Índice de Cobertura a nivel nacional (%)	115
Figura 18 – Evolución de las pérdidas globales (%).	116
Figura 19 – Evolución del Cargo C (\$Col de enero 2004).....	140
Figura 20 – Evolución del Cargo C por región (enero 2004=100)	140
Figura 21 – Evolución de los Cargos Unitarios por Nivel de Tensión (\$ de enero 2004)	142
Figura 22 – Evolución de los cargos unitarios con base 100 (Enero 2004 = 100)	142
Figura 23 – Comparación entre la evolución de los cargos G, T y CU niveles 1 y 4, 2004=100	143
Figura 24 – Utilización (%) del enlace en 230 kV entre Colombia y Ecuador – 2008-2010	160
Figura 25 – Precios de oferta de Colombia (en US\$/MWh) para exportación e importación, período 2008-2010.....	161

INFORME DE IMPACTO DEL MARCO REGULATORIO DEL SECTOR DE ENERGÍA ELÉCTRICA, INCLUIDA LA REGULACIÓN DE LOS INTERCAMBIOS INTERNACIONALES DE ENERGÍA

I - RESUMEN EJECUTIVO

1. OBJETIVO DEL ESTUDIO Y METODOLOGÍA

El objetivo del estudio es analizar el impacto de la regulación expedida durante los años 2008 a 2010, sobre la viabilidad, sostenibilidad y dinámica de los servicios de energía eléctrica, incluida la regulación de los intercambios internacionales de energía, considerando el marco normativo vigente.

Como parte de las actividades previstas en el proyecto se realizaron dos misiones a Bogotá, la primera para precisar el alcance y plan de trabajo del estudio, y la segunda para presentar el Informe Preliminar.

Como procedimiento metodológico para medir el impacto ex post de la regulación emitida, en la medida que la disponibilidad de la información lo permitió, se siguió la metodología definida por Megginson, Nash & Randenborgh (1994), en la que se comparan las medias y medianas de varios indicadores entre dos períodos de tiempo. Para ello es necesario tener un criterio que permita eliminar particularidades en el tiempo y evitar los problemas de frontera. En ese sentido se compararon las medias y medianas del trienio compuesto por los años 2008-2010, el cual recoge el comportamiento de la regulación vigente, en relación con las correspondientes al trienio 2004-2006 correspondiente al anterior periodo regulatorio. Es claro que en el 2011 es muy temprano para analizar cuantitativamente las normas dictadas a lo largo del año 2010. Por lo tanto, el análisis de la normativa dictada en el 2011 estará más centrado en el clima de negocios del sector que en una evaluación cuantitativa. Debido a la falta de información, en algunos casos fue necesario restringir el análisis a los años 2009-2010 versus 2005-2006 o 2006-2007.

2. MARCO EXTERNO

En los análisis de impacto regulatorio (AIR) es importante tener en cuenta el marco externo en el que se desenvuelve el sector. En primer lugar, existe una vinculación muy estrecha con la evolución macroeconómica del país en cuestión. En los años recientes ha habido mejoras notorias en términos de crecimiento, inversión, reducción de riesgo país, así como también en los precios internacionales de los *commodities*. Para el caso colombiano otros dos aspectos cobran importancia: 1) evolución de la seguridad ciudadana, 2) aspectos climatológicos, como son los fenómenos de El Niño y La Niña. Con relación al primer aspecto, es conocido que en el trienio 2008-2010 se produjeron avances importantes en materia de seguridad, lo que se traduce en menores atentados a los activos de infraestructura y menores índices de violencia (asesinatos, secuestros, desplazamientos forzados, etc.). En cuanto a los aspectos climatológicos, el país ha sufrido los efectos de El Niño seguido por los de La Niña.

Otro factor externo que condiciona el accionar del todo regulador es el marco legal de jerarquía superior (leyes y decretos). En ese sentido, vale destacar la Ley 1151 de 2007, que establece el Plan Nacional de Desarrollo 2006–2010. Entre las varias disposiciones incluidas relacionadas al sector de energía eléctrica vale mencionar: a) mandato legal a la CREG para que implemente el Cargo por Confiabilidad a través de un esquema de subastas, b) mandato legal al Ministerio de Minas y Energía y a la CREG para que adopten los mecanismos que permitan realizar el balance de cuentas y giro de recursos entre

empresas distribuidoras de energía eléctrica que presten el servicio en la misma área de distribución..

Otras dos leyes muy próximas en el tiempo también merecen ser destaca: 1428 y 1430 de 2010. Por la primera se amplían los subsidios a los estratos 1 y 2, pasando el subsidio de estrato 1 de 50% a 60% y el de estrato 2 de 40% a 50%, con aplicación desde el 1 de enero de 2011; por la segunda se modifica el esquema de contribuciones del sector industria, el cual a partir del año 2012 los usuarios industriales no serán sujetos del cobro de la sobretasa por concepto de FSSRI. Esta normativa afecta de forma importante la relación entre subsidios y contribuciones, lo que implica que en el futuro el papel del Tesoro será fundamental para mantener equilibradas las cuentas del sector.

A nivel de decreto, merecen destaque los Decretos 388 de 2007 y 1111 y 3451 de 2008, que marcan las políticas y directrices para asegurar la cobertura del servicio, las cuales la CREG debe seguir al fijar la metodología de remuneración de la actividad de distribución para el período 2008-2013. Estas políticas y directrices pueden resumirse así:

1. *Minimizar diferencias tarifarias*, a través de la conformación de Áreas de Distribución o ADD. Éstas están definidas como el “conjunto de redes de transmisión regional y/o distribución local destinado a la prestación del servicio en zonas urbanas y rurales, que son operadas por uno o más Operadores de Red y que se conforman teniendo en cuenta la cercanía geográfica de los mercados atendidos y el principio de neutralidad establecido en la ley¹.
2. *Procurar la Universalización del Servicio*, estableciendo los siguientes lineamientos:
 - a. Reconocimiento de la totalidad de la red que se encuentre en operación y su reposición.
 - b. Para proyectos de expansión cuyo costo sea inferior al costo medio vigente:
 - i) Se establece la posibilidad de realizar convocatorias públicas y la remuneración será la resultante de la convocatoria;
 - ii) Si no se utilizan convocatorias, se prevé la actualización inmediata de los cargos por uso.
 - c. Elaboración del Plan Indicativo de Expansión de la Cobertura a cargo de la UPME.
 - d. Limitaciones a cambios entre niveles de tensión y conexión, para no afectar las condiciones de conexión y acceso de todos los usuarios.

Finalmente, en lo que atañe a la comercialización, hay que mencionar el Decreto 3414 de 2009, por el cual se pone en situación de stand-by la aplicación de un cargo fijo por factura hasta tanto la situación fiscal permita disponer de los recursos necesarios para sufragar los gastos adicionales por concepto de subsidios a la demanda.

3. MERCADO MAYORISTA

La CREG ha emitido una serie de resoluciones de forma de cumplir con los objetivos establecidos por el legislador, en particular en lo que respecta la Ley 1151 de 2007 (Plan Nacional de Desarrollo 2006-2010), que impone desarrollar el marco regulatorio que incentive la inversión en expansión de la capacidad de generación a través del Cargo por Confiabilidad.

¹ Decreto 388 de 2008, Artículo 1.

La instrumentación del Cargo por Confiabilidad por la CREG presenta los siguientes aspectos:

- Se determina claramente **el producto** que se pretende remunerar, denominado Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad (ENFICC).
- Se establece un mecanismo de asignación de mercado.
- Se adopta un esquema de garantías acordes con los compromisos y la remuneración recibida por los adjudicatarios del Cargo por Confiabilidad.
- Mediante los denominados Anillos de Seguridad se establecen mecanismos que permiten ajustar los requerimientos tanto de la demanda como de la oferta.

Si bien las normas fundamentales que regulan el mecanismo del Cargo por Confiabilidad fueron aprobadas en el año 2006, durante el período en análisis se aprobaron numerosas resoluciones relacionadas con la normatividad del Cargo por Confiabilidad. Básicamente se corrigieron ambigüedades y errores de las normas originales y se realizaron ajustes asociados a la experiencia adquirida durante el período de incidencia del evento de El Niño.

La CREG ha orientado su trabajo en los siguientes sentidos:

- Perfeccionar los mecanismos para realizar las subastas (tanto la de reloj descendente, como la de Proyectos de Generación con Período de Planeación superior, GPPS).
- Viabilizar el uso de combustibles sustitutos en plantas existentes, ante la incertidumbre de la oferta de gas.
- Viabilizar la importación de gas natural para respaldar las Ofertas de Energía Firme (OEF).
- Complementar el esquema del CxC para garantizar su adecuado funcionamiento ante el fenómeno del Niño (periodo 2009-2010, Medidas de Intervención y actual propuesta de Resolución CREG 146 de 2011).
- Flexibilizar el esquema al punto de permitir la cesión de compromisos de OEF.

El diseño del instrumento del cargo por confiabilidad tuvo éxito en cuanto a lograr el compromiso de instalación de generación para respaldar el abastecimiento de la demanda en el mediano y largo plazo, uno de los objetivos básicos establecidos por la ley. Uno de los objetivos del Cargo por Confiabilidad es el incentivo de la expansión de la capacidad de generación en el mediano y largo plazo de forma de lograr confiabilidad en el abastecimiento de la demanda. En ese sentido, el CxC implementado tiene un diseño exitoso que ha cumplido con el papel asignado, logrando que las inversiones en generación se realicen, mediante un mecanismo de mercado, como lo mostró la reciente subasta realizada por la CREG (28 de diciembre) por la cual se asignaron proyectos por un equivalente a 575MW.

Sin embargo, considerando que el objetivo fundamental de la definición del Cargo por Confiabilidad es justamente la confiabilidad en el abastecimiento de la demanda, resulta interesante enmarcar el análisis conceptual del instrumento adoptado en la capacidad de respuesta del sector ante un evento de alto stress para el cumplimiento de ese objetivo como lo fue el evento “El Niño” 2009-2010. Pues es en esas condiciones que las limitaciones de un instrumento tipo seguro como el cargo por confiabilidad quedan en evidencia, y es posible sacar conclusiones para los ajustes necesarios.

La situación de escasez de aportes desnudó algunas carencias del Cargo por Confiabilidad para lograr el objetivo de preservar la seguridad de abastecimiento en situaciones de escasez. La demanda eléctrica paga, en el Cargo por Confiabilidad, la cobertura necesaria para garantizar el cumplimiento de los requerimientos de generación aún en condiciones extremas. Sin embargo, el mecanismo no suministró las señales suficientes para que los

agentes del mercado manejaran el recurso hídrico de acuerdo con los criterios que las autoridades del sector percibían como adecuados para asegurar el abastecimiento de la demanda, y reducir así la probabilidad de racionamiento de la misma.

Se pudo verificar que para varias plantas que ofrecían energía a precios inferiores al de escasez, considerando las condiciones operativas y la información histórica de aportes, el modelo que calcula la Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad estimaba que el nivel mínimo del embalse era inferior al requerido para cumplir la ENFICC declarada.

Durante el período previo a la intervención del mercado, el precio de la Bolsa subió pero con el agua marginando y sin alcanzar el precio de escasez, no permitió la entrada en lista de mérito de la generación térmica más cara, con combustible líquido.

Por otra parte, la sobrecontratación del sistema de transporte y suministro de gas natural y las débiles penalidades previstas por incumplimiento de los compromisos por parte de los transportistas y productores provocaron que estos agentes eligieran incumplir con sus compromisos, sin eliminar las restricciones. Eso significó que la energía firme asociada a la generación a gas no resultara en realidad tan firme, al menos con gas natural, por problemas asociados a la disponibilidad de combustible. La situación dejó explícita la fuerte relación que existe entre gas y electricidad y la necesidad de que la regulación de ambos sectores se desarrolle en forma consistente (Mercados Energéticos Consultores y PSR, 2007), dado el impacto que finalmente tiene la disponibilidad de gas en la disponibilidad de energía eléctrica y su costo.

Finalmente, la situación de escasez de aportes agravó la ya existente situación de poder de mercado que existe en el MEM colombiano, presentando fuertes incentivos para la realización de ofertas estratégicas. Además de la ya observada situación de las ofertas hidráulicas, pudo observarse indisponibilidad de la oferta de plantas térmicas con bajos costos variables por declaraciones de mantenimiento y/o precios de oferta en el mercado muy superiores a sus costos variables.

En este contexto, y en la medida que las empresas con poder de mercado tenían incentivos a apartarse de la operación esperada en condiciones de competencia, los instrumentos diseñados con base en esa hipótesis resultaron insuficientes para alinear las ofertas a las condiciones requeridas por el interés general.

Las medidas transitorias adoptadas durante el período de riesgo de desabastecimiento buscaron acercar el funcionamiento del mercado mayorista a las condiciones esperadas de acuerdo con el objetivo planteado por la remuneración del cargo de confiabilidad.

La situación de competencia limitada en el mercado de generación colombiano no es algo nuevo (Garcia and Arbeláez, 2002), por lo que es válido preguntarse si existe un esquema basado exclusivamente en mecanismos de mercado capaz de superar con éxito los problemas planteados en condiciones críticas de riesgo de desabastecimiento. De hecho, la Resolución CREG 146 de 2011 ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general, “*Por la cual se establece el Estatuto para Situaciones de Riesgo de Desabastecimiento en el Mercado Mayorista de Energía como parte del Reglamento de Operación*”, que busca subsanar los problemas comentados.

Las recomendaciones formuladas por la CREG y el Comité de Seguimiento del Mercado Mayorista de Energía en el sentido de la intervención parcial y temporal o transitoria del mercado ante la proximidad de crisis, con mecanismos de mínima distorsión del mercado (por ejemplo, compra de energía embalsada) también tienden a corregir el problema en un marco realista, que conjuga la eficiencia del sector con la protección de las garantías físicas de abastecimiento ante condiciones de crisis.

En la experiencia internacional, las decisiones en momentos de crisis son finalmente adoptadas, dentro del marco de la competencia que les asigna la ley, por quienes tienen la responsabilidad de gobierno.

Con relación a la sostenibilidad del sector Generación, a partir de 2008 tiene lugar un crecimiento muy importante del cargo G, llegando en algunos casos a más del 50% de aumento (Pacífico y Caribe). Este aumento del cargo G implicó un crecimiento de los ingresos del sector, sin embargo como porcentaje de los ingresos operacionales la utilidad operacional no se vio alterada de forma significativa, siendo del orden de 46% para los principales jugadores.

4. TRANSMISIÓN

Con relación a la Transmisión, en el periodo bajo análisis se estableció, mediante la Resolución CREG 011 de 2009, la metodología y fórmulas tarifarias para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el Sistema de Transmisión Nacional (STN).

En el Período Tarifario vigente, se mantiene la metodología de "Ingreso Regulado" o "Revenue Cap". El "Ingreso Regulado" está constituido por los ingresos reconocidos por concepto de los "Activos de Uso Existentes, más los ingresos reconocidos a los "Activos por Uso" construidos en el contexto de procesos de competencia y que corresponden "Ingreso Anual Esperado" ofrecido por el agente seleccionado en cada convocatoria, para los primeros 25 años de operación del respectivo proyecto.

Los "Activos" que se remuneran incluyen los asociados con "Interconexiones Internacionales" o "Enlaces Internacionales", en el tramo que corresponda a territorio nacional, siempre que:

- i) que hagan parte de enlaces internacionales para los que se tenga una integración de mercados eléctricos en las condiciones señaladas en la Resolución CREG 004 de 2003,
- ii) que hagan parte del plan de expansión de transmisión del STN

En lo que respecta a determinación del costo de las unidades constructivas, los costos reconocidos por la CREG en el año 2009 son muy inferiores a los del año 1999. Sin embargo, y aceptando las limitaciones de la comparación, las reducciones estimadas por la CREG, son inferiores a las que resultarían de la evidencia provista por el desarrollo de las convocatorias públicas, a través de las cuales se han venido construyendo los proyectos previstos en el "Plan de Expansión de Transmisión".

Con relación a la "Vida Útil Normativa" de la infraestructura de transmisión, se presenta un cambio significativo para el grueso de los activos. Las UC de Subestaciones pasan de 25 a 30 años y las UC de Líneas de 25 a 40 años. Estos valores son comparables con los utilizados en la experiencia internacional para este tipo de regulación.

Con respecto a la metodología seleccionada para remunerar los costos de capital, entendemos que la misma corresponde a la simulación de los costos de un entrante en un mercado en competencia. Como tal, deben considerar los costos eficientes de mercado y la evolución tecnológica para el reemplazo de las instalaciones. Adicionalmente, en la medida que la anualidad del Valor de reemplazo es pagada en forma permanente, ese reemplazo es responsabilidad del incumbente, por lo que la vida útil fijada debería reflejar con realismo la vida útil esperada, ya que una vida útil real superior a la establecida a efectos de determinar la anualidad llevaría a sobreremunerar las inversiones realizadas. En todo caso, es importante que los requisitos y penalidades establecidos para mantener la calidad de servicio resulten un incentivo real a la realización de las reinversiones necesarias para un desempeño adecuado de las instalaciones.

Con relación a los gastos de AOM de referencia, o gastos AO&M a reconocer, se obtiene para cada "Transmisor" como la semisuma entre i) el valor promedio del AO&M Gastado durante el periodo 2001 – 2007; y ii) el valor anual del AO&M Reconocido durante el año 2008. A partir de los valores de AO&M Gastado, AO&M Reconocido y AO&M de Referencia,

se determinan los respectivos porcentajes de AO&M, como la relación entre i) el valor de A&OM y ii) el Costo de Reposición del Activo Eléctrico.

Sobre la metodología adoptada se tienen los siguientes comentarios:

- Establecer el AO&M de Referencia como la semisuma de los gastos de AO&M Reconocido en el Año inmediatamente anterior y un promedio de los gastos de AO&M Gastados y efectivamente causados, es una disposición no fundada en criterios de eficiencia, ya que “divide la diferencia entre los costos reales y los antes reconocidos”. No conocemos antecedentes de este tipo en la experiencia internacional.
- Se busca obtener información confiable sobre los costos reales incurridos para la regulación futura de estos costos, ya que aún no se dispone, aunque han transcurrido más de 15 años desde que la actividad es regulada por la CREG.

En lo que atañe a la calidad de servicio, las normas que complementan el marco regulatorio de la calidad del servicio en el STN son consistentes con las mejores prácticas internacionales en la materia.

En lo que respecta a la sostenibilidad del sector, si bien el cargo T ha tenido una evolución bastante anómala, decreciendo al final del período, se verifica en valores absolutos un aumento de la utilidad operacional del sector; sin embargo, en términos de los ingresos operativos se pasa de 59.5% en el bienio 2006-2007 a 52.5% en 2009-2010, lo que es consistente con la caída antes aludida del cargo T. De todas formas los márgenes de utilidad operacional son holgados y permiten afirmar que no hay problemas de sostenibilidad del sector en el período analizado.

5. DISTRIBUCIÓN

En el segmento de Distribución, para cumplir con las políticas establecidas en los Decretos 387 y 388 de 2007 del MME, la CREG implementó las siguientes modificaciones regulatorias:

- reconocimiento de la totalidad de las inversiones realizadas,
- regulación de las Áreas de Distribución (ADD), y
- la implementación del costo único en nivel de tensión 1 (asociado con la creación de las ADD).

Para cumplir los anteriores objetivos, la CREG plantea en términos generales la siguiente propuesta metodológica:

- a. Remuneración de la Inversión:
 - i) Valoración de activos utilizando Unidades Constructivas;
 - ii) Reconocimiento de la totalidad de las inversiones con el AOM correspondiente.
 - iii) Tasa de Retorno para remunerar la inversión, con base en el principio de suficiencia financiera del 87.4 de la Ley 142 de 1994², utilizando una metodología similar a la establecida para el período tarifario anterior en la Resolución CREG 013 de 2002.
- b. Calidad del Servicio: Introducir los incentivos necesarios para que los OR gestionen su calidad en procura de una mejora permanente de la misma.

² Según el criterio de suficiencia financiera establecido en este artículo, las fórmulas tarifarias deben permitir remunerar el patrimonio de los accionistas de la misma forma en la que habría remunerado una empresa eficiente en un sector de riesgo comparable.

- c. Economías de alcance: compartir las economías de alcance descontando de la anualidad respecta la mitad del valor promedio de los ingresos en desarrollo de actividades distintas a la prestación del servicio regulado.

La metodología de remuneración varía según el Nivel de Tensión de operación de los activos:

- “**Metodología de Ingreso Regulado (Revenue Cap)** para remunerar los activos de uso del Nivel de Tensión 4 y que sirven para calcular los cargos de los STR.
- **Metodología de Precio Máximo (Price Cap)** para remunerar los Niveles de Tensión 1, 2 y 3 .

El Precio Máximo aplicable en los Niveles de Tensión 1, 2 y 3, corresponde al “Costo Medio Histórico” de prestación del servicio. La aplicación de los costos medios es aceptable en la medida en que no se extienda excesivamente el plazo entre revisiones tarifarias

Con relación a la tasa de retorno del capital reconocida, el sistema adoptado en Colombia es la combinación clásica de WACC-CAPM. Sin embargo, en un país con las importantes diferencias regionales en términos de complejidad económico-social como es el caso de Colombia, parece oportuno señalar, por ejemplo, que no representa el mismo riesgo invertir en Bogotá que en el Caquetá, por lo que al menos sería interesante que en futuro la CREG analice la posibilidad de otorgar un premio por tamaño a las empresas pequeñas, similar a lo que realiza la Agencia Reguladora de Saneamiento y Energía del Estado de São Paulo (ARSESP).

Con relación a los *Costos Unitarios* de las “*Unidades Constructivas*”, el esquema elegido es 90% para los activos existentes 10% a precio de mercado. Aunque la decisión de limitar la volatilidad en la remuneración de las inversiones ya realizadas parece razonable y justificada, la metodología adoptada resulta “ad hoc” y hace difícil su previsibilidad futura. Se genera innecesariamente una mayor percepción de “Riesgo Regulatorio” entre los OR, en la medida en que, con miras al próximo Período Tarifario se desconoce si la CREG continuará aplicando como criterio para la valoración de la masa de activos existentes, “Costos de Reposición a Nuevo” y/o si dicha decisión estará condicionada a los resultados que se obtengan en su momento.

Los cambios introducidos para dos temas fundamentales como son las pérdidas y la calidad de servicio recién serán analizados en los años venideros.

En relación con los gastos de AO&M, a partir de 2010 el Porcentaje de AO&M a Reconocer al OR se determina con base en la información anual de los Gastos AO&M presentados por dicho OR y el comportamiento en los “*Indicadores de Calidad*” de su Sistema. La introducción de la calidad del servicio en los gastos de AOM es un avance. Sin perjuicio de ello, cabe mencionar que llama la atención que no se aplique para la Distribución métodos de fronteras de eficiencia. En el caso de la distribución, además, la experiencia internacional se inclina por la aplicación de técnicas de *benchmarking*, que en caso de Colombia contaría con una muestra importante de empresas. La bibliografía más reciente incluye, tomando en cuenta el *trade-off* implícito en las decisiones de gestión, la consideración de los costos asociados a pérdidas no técnicas y no cumplimiento de los niveles de calidad adecuados. Una de las razones esgrimidas para no aplicar el estado del arte en la materia es la ausencia de una base de datos consistente. De ser la base de datos el problema, cabe reflexionar cómo es que luego de más de 15 años de instaurada la CREG, aún no se cuente con una base de datos consistente de las empresas del sector.

En lo que a la expansión de los STR y los SDL refiere, el Comité de Seguimiento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica ha encendido algunas luces de alerta acerca de la falta de ejecución oportuna de los planes de expansión de la infraestructura requerida, atrasos que comprometen el abastecimiento adecuado de electricidad a los usuarios en la mayoría de las regiones del país. Sostienen que no se han realizado las expansiones requeridas del STR en forma oportuna, lo que ha puesto en riesgo la confiabilidad del Sistema. En

particular, notan que la cargabilidad de un buen número de transformadores y/o circuitos de transmisión es cercana al 100% bajo condiciones normales de operación, conllevando racionamientos de demanda para poder efectuar la operación de las redes.

En relación con las ADD, el esquema elegido por Colombia es complejo, y requiere de una especie de “*clearing*” de costos entre los OR, situación bastante atípica.

En los aspectos de regulación de la calidad de servicio en STR, el marco regulatorio adoptado resulta adecuada y puede homologarse a las mejores prácticas internacionales en el materia.

Por último, con relación al aumento en los niveles de cobertura, la Ley 1151 de 2007, que aprueba el Plan Nacional de Desarrollo 2006-2010, estableció como meta para el año 2010 aumentar el nivel de cobertura del servicio de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional y en las zonas no interconectadas, pasando de 93.6%, que corresponde el grado de cobertura nacional según el DANE, a 95%. Según las cifras publicadas por la UPME esa meta fue alcanzada en el año 2009.

6. COMERCIALIZACIÓN

En lo que refiere a la Comercialización minorista, el modelo regulatorio actualmente aplicado para el sector eléctrico en Colombia permite la competencia en la comercialización tanto para usuarios regulados como para los no regulados, dentro de un esquema de *libertad regulada*.

Esta solución regulatoria no es usual en la experiencia internacional, en particular en América Latina donde la competencia en la comercialización se restringe a los consumidores de cierto porte. Los consumidores pequeños, en cambio, permanecen como clientes cautivos del distribuidor incumbente, con tarifa regulada.

En otros casos, como sucede en varios países europeos, la liberalización del mercado ha implicado la competencia en la etapa de comercialización para usuarios cada vez más pequeños, llegando eventualmente a todos los usuarios, pero en este caso los cargos de comercialización no son regulados, al menos cuando se logra competencia suficiente, ya que se espera que la competencia promueva tarifas eficientes. En algunos países, se mantiene la figura del proveedor de última instancia, que habitualmente es el distribuidor incumbente, con tarifas máximas reguladas.

La apertura a la competencia del mercado de comercialización para todos los consumidores (orientada por un objetivo de eficiencia en la actividad), sumada a la fijación de un cargo de comercialización variable por el servicio (que implica subsidios cruzados entre consumidores grandes y pequeños, principio de solidaridad) y a la imposibilidad del incumbente de discriminar precios entre consumidores (principio de neutralidad), ha lleva a una captura de mercado por parte de los comercializadores entrantes que no se basa en su competitividad, y a un aumento progresivo de los costos unitarios de comercialización del mercado regulado de los incumbentes. Si se profundizara la apertura del mercado no regulado, bajando los requerimientos de energía y demanda, el conflicto que hoy existe se acentuaría, pues si bien habría un mercado más interesante para disputar, los consumidores cautivos deberán necesariamente pagar un cargo por comercialización mayor. La experiencia colombiana muestra claramente los conflictos entre los distintos objetivos regulatorios: suficiencia financiera del sector, eficiencia y equidad.

La aplicación de la Resolución CREG 119 de 2007, con la inclusión del cargo base de comercialización por factura, corregiría en buena medida la distorsión hoy provocada por el cargo variabilizado, pero por supuesto, los subsidios implícitos en la tarifa de comercialización deberían ser sustituidos para mantener los niveles tarifarios de los distintos estratos.

Así, ello requeriría mayores aportes del Presupuesto Nacional, lo que explica la aprobación del Decreto 3414 de 2009. Con relación a la sostenibilidad del FSSRI, la información disponible muestra una caída importante de la relación Contribuciones/Subsidios en los años recientes, pasando de 0.78 en el año 2007 a 0.63 en el año 2009. El crecimiento de los subsidios se da a tasas muy altas, lo que indica que de mantenerse en el futuro la presión sobre el fisco será un tema no sencillo de resolver.

Por último, en el período 2008-2010 se verifica un aumento considerable del cargo G. Este crecimiento obedece al cambio introducido por la Res. CREG 119 de 2007 por la cual para el cálculo del cargo C se utiliza el Consumo Facturado Medio (CFM) del Comercializador Minorista en el año t-1 de los usuarios del Mercado de Comercialización correspondiente. Es decir que se considera el Total de kWh vendidos a usuarios regulados dividido entre el total de facturas expedidas a usuarios regulados. Al excluir los consumos no regulados en el denominador, el resultado fue un aumento del cargo C para los sectores regulados.

7. INTERCAMBIOS INTERNACIONALES

El análisis de la dinámica de los intercambios internacionales permite concluir que:

- El desarrollo de nuevos enlaces se está dando en el marco de lo establecido en la planeación de la transmisión (activos de uso común), toda vez que este esquema presenta riesgos significativamente menores para este tipo de inversión (interconexiones con Ecuador).
- No se han desarrollado enlaces del tipo Activo de Conexión, ni se tienen certezas sobre proyectos de esta naturaleza.
- El uso de los enlaces realizados en el período analizado, en particular Colombia – Ecuador 230 kV, ha resultado bajo comparado a años anteriores (27% vs niveles cercanos a 80% registrados en años anteriores).
- El estado de avance del proyecto de interconexión con Panamá indica que es muy prematuro elaborar conclusiones sobre su dinámica.
- Han existido interferencia de decisiones regulatorias (promovidas en este caso por acciones adoptadas por Ecuador) en las ofertas de intercambio.

8. DINÁMICA Y SOSTENIBILIDAD SECTORIAL Y RESPUESTA DE LA CREG

Más allá de las evaluaciones cuantitativas que no siempre son posibles, en particular debido al poco tiempo transcurrido desde la sanción de algunas normas, el enfoque general para evaluar el impacto de la regulación emitida por la CREG debe procurar responder al menos las siguientes preguntas:

- ¿Qué ha sucedido en el sector y en el ambiente donde se desarrolla?
- ¿Cuáles han sido los comportamientos de los actores?
- ¿Cuál es el nivel de la sostenibilidad sectorial?
- ¿Cuál ha sido la calidad y eficiencia de la respuesta de la CREG?

Con relación a la primera pregunta, el período 2008-2010 marca la consolidación de un proceso de mejora continua en la seguridad ciudadana, lo que, junto al crecimiento económico, constituye una disminución importante en el riesgo sistemático. De hecho, el riesgo país ha tenido una caída muy pronunciada. Esta mejora se traduce en menores costos de capital y en menores costos de operación de las empresas. El mayor crecimiento económico, por encima de la tendencia de largo plazo en el entorno de 3.1%, requiere que

la dinámica del sector esté alineada. En primer lugar es necesario aumentar la capacidad de generación instalada de forma de poder suplir la demanda de forma confiable. Para eso fin el legislador mandató a la CREG a implementar el Cargo por Confiabilidad.

La implementación del Cargo por Confiabilidad lleva a la siguiente pregunta referida al comportamiento de los actores. El fenómeno de El Niño puso a prueba el instrumento regulatorio creado como un seguro para ocasiones de escasez de energía. Sucedió que el comportamiento de algunos generadores fue contrario a lo esperado en la arquitectura del instrumento. Esto abre espacio para reflexionar sobre la viabilidad de algunos mecanismos de mercado ante la presencia de un mercado altamente concentrado.

Con relación a la sostenibilidad del sector, se analizó la evolución del margen operacional entre los trienios 2004-2006 y 2008-2010 no hallándose indicios de problemas al respecto. En lo que atañe a la sostenibilidad del Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos – FSSRI, todo indica que las presiones sobre dicho Fondo irán in crescendo. En cuanto al grado de cobertura del servicio, el país ha logrado las metas que se marcaron, si bien hay departamentos cuyos niveles de cobertura aún tienen mucho margen para crecer.

En cuanto a la eficiencia de la respuesta de la CREG, en particular en lo que refiere a la implementación del Cargo por Confiabilidad, la misma ha estado a la altura de las circunstancias, pues caso contrario el sistema podría haberse gastado el valioso recurso hídrico con serias repercusiones en la confiabilidad del sistema en un momento crítico.

II - INTRODUCCIÓN

Mercados Energéticos Consultores ha desarrollado para la CREG el “Estudio del Impacto del Marco Regulatorio del Sector de Energía Eléctrica, incluyendo las Transacciones Internacionales de Energía”.

Este informe está organizado en cinco capítulos, además de esta introducción. En la Introducción se establece el enfoque del Consultor y el marco externo en el que se desenvolvió el Regulador. En las secciones III a VI se presenta el análisis para los sectores de Generación, Transmisión, Distribución y Comercialización. En la sección VII se realiza el análisis de las Transacciones Internacionales de Energía.

1. OBJETIVOS GENERALES DEL ESTUDIO

Según los TDR, la CREG busca contar con elementos para determinar los impactos de la regulación expedida durante los años 2008 a 2010, sobre la viabilidad, sostenibilidad y dinámica de los servicios de energía eléctrica, incluida la regulación de los intercambios internacionales de energía, considerando los objetivos de la intervención del Estado en la prestación de los servicios públicos, establecidos en las leyes 142 y 143 de 1994, y las que las hayan modificado y las funciones asignadas a la CREG.

2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Los **análisis específicos** del proyecto para el período 2008-2010 requeridos en los TDR refieren a los siguientes aspectos:

- **Sostenibilidad del sector.** En el estudio se deberá evaluar la capacidad del sector de mantenerse por sí mismo, considerando la perspectiva de usuarios y empresas prestadoras principalmente en los siguientes aspectos:
 - Suficiencia financiera de las empresas en los términos de lo definido en el artículo 87 de la Ley 142 de 1994
 - Capacidad de pago de los usuarios
 - Dependencia de recursos públicos
 - Continuidad del esquema institucional vigente
- **Viabilidad del sector.** Se deberá evaluar el nivel de cumplimiento de los principales objetivos del Estado en relación con los servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica, principalmente en lo relacionado con los siguientes aspectos:
 - Prestación eficiente de los servicios
 - Impacto de la ampliación concurrente de los criterios de eficiencia económica y suficiencia financiera en la regulación
 - Calidad y disponibilidad del servicio
 - Prestación continua
 - Ampliación de cobertura y acceso de los usuarios al servicio
 - Promoción de la competencia y prevención del abuso de posición dominante
 - Adecuada regulación de los monopolios
 - Protección de los derechos de los usuarios
 - Impacto cruzado de la regulación de los sectores de energía y gas natural
- **Dinámica del sector:** El estudio se deberá analizar el nivel de actividad del sector considerando los siguientes aspectos:

- Variación de indicadores cuantitativos a nivel de demanda, oferta, inversión e infraestructura
- Desarrollo tecnológico
- Desarrollo de nuevos servicios y nuevos mercados
- Evolución de los hábitos de consumo de energía
- Evolución de la estructura de propiedad, grado de concentración y conformación de grupos empresariales
- Adaptabilidad a cambios ambientales y económicos
- Asignación de los riesgos inherentes a la industria

3. ENFOQUE DEL CONSULTOR

3.1. Las evaluaciones de Impacto Regulatorio: experiencia internacional

A comienzos de la década del 2000, toma fuerza en Europa una corriente que busca pasar del uso del Principio de Precaución en materia regulatoria a los Análisis de Impacto Regulatorio. Lofstedt (2004) analiza la regulación europea bajo tres factores conductores: competitividad, desarrollo sostenible y gobernanza. Estos factores forman parte de lo que se conoce como “buena regulación”. Para asegurar esta “buena regulación” dos filosofías regulatorias aparecen en el menú:

- Uso del Principio de Precaución
- Uso de Análisis de Impacto Regulatorio

Los AIR comenzaron a circular con fuerza a partir del informe de la OCDE (1997) *“Regulatory Impact Analysis: Best Practice in OECD Nations”*. Los AIR se definen como un conjunto de métodos destinados a evaluar de forma sistemática los impactos negativos y positivos de las regulaciones existentes y propuestas. La implementación del principio de precaución es costosa, lo que fuerza a los reguladores a descansar en el uso de los AIR. En el año 2001, la Unión Europea acordó el uso de AIR, como un paso necesario para asegurar tanto la transparencia del proceso regulatorio como también medir los impactos directos e indirectos de la regulación en cuestión.

La legislación colombiana (Decreto 2696 de 2004) ha definido el análisis de impacto regulatorio en términos “ex post”, con el propósito de evaluar los resultados de la labor regulatoria y, de este modo, determinar si los objetivos planteados por las Comisiones de Regulación a través de las resoluciones expedidas efectivamente se alcanzaron.

La experiencia internacional en materia de Análisis de Impacto Regulatorio (AIR) se basa principalmente en análisis tipo *ex ante*. Análisis tipo *ex post* son poco comunes. Generalmente los estudios se basan en el análisis de los costos y beneficios de dos escenarios: “con y sin” medida regulatoria. En el caso del análisis *ex post*, el escenario “sin medida regulatoria” se convierte en un problema serio de modelaje, ya que habría que modelar todos los *shocks* externos e internos ocurridos durante el período de análisis y así poder aislar los efectos de la medida regulatoria propiamente dicha. Harrington y Morgenstern (2004) introducen como análisis *ex post* lo que denominan Pruebas de Contenido (o Alcance) y de Resultados (o Desempeño), que constituyen estándares en este tipo de trabajo.

El manual de la OECD (2004), por su parte, recomienda tres tipos de pruebas:

- ◆ *Compliance Test*. Este análisis refiere a si el dictado de las normas regulatorias por parte de la agencia cumplió con los procedimientos formales establecidos. Es básicamente un análisis procedural.
- ◆ *Performance Test (output)*. Este análisis busca evaluar el desempeño del herramiental regulatorio en la calidad de su aplicación, por ejemplo comparando los resultados reales con los previstos a la hora de diseñar el instrumento. El problema es que no siempre se cuenta con datos suficientes para evaluar cuantitativamente el producto de la herramienta elegida por el regulador.
- ◆ *Function Test (outcome)*. Este tipo de análisis buscar ir más allá de lo mero procedural (*compliance*) y de la comparación de los resultados reales con los previstos (*performance*), por lo que pone el foco en el efecto del instrumental regulatorio en lo que respecta a la calidad del proceso de decisión regulatoria. Un ejemplo que iría a contramano de un buen *outcome* es la necesidad de revisar o modificar las normas poco tiempo después de dictadas.

Brown *et al.* (2006), en un estudio tipo “handbook” para el Banco Mundial, utiliza conceptos similares bajo “regulatory governance” y “regulatory substance”, donde *governance* incluye todo lo relacionado al “cómo” de la regulación, mientras que “*substance*” refiere a los aspectos centrales como por ejemplo fijación de tarifas, condiciones de acceso, incentivos a la inversión, etc.

Un aspecto que destaca el trabajo de la OCDE es que, paradójicamente, el creciente énfasis en evaluaciones ex post coloca más presión en las tareas ex antes en el análisis y diseño de la política regulatoria. Dicho de otra forma, lo importante de los trabajos ex post es que coadyuven a mejorar el análisis ex ante en el futuro de forma de evitar errores.

a) La Prueba de Contenido

La prueba de Contenido procura establecer si el marco regulatorio desarrollado por la CREG está en línea con los lineamientos de política establecidos para el desarrollo del sector. Es una prueba más ligada a la Calidad de la Regulación.

La prueba de Contenido o Alcance es una condición necesaria para un proceso regulatorio de buena calidad, pero claramente no es suficiente para asegurar que los resultados reales del mismo sean positivos para la industria o sociedad en su conjunto. Según Brown *et al.* (*op. cit.*), en general, se observa un buen cumplimiento de las agencias reguladoras al debido proceso administrativo.

b) La Prueba de Resultados

La Prueba de Resultados mira el impacto de la regulación en la dinámica de la industria, es decir que se analiza el impacto de las medidas regulatorias sobre aspectos claves del mercado como ser la remuneración del sector, el nivel de inversión, calidad de servicio, grado de competencia. Es una especie de prueba del desempeño operacional de la herramienta regulatoria. La dinámica del sector, la sostenibilidad financiera y la viabilidad de las empresas del sector son aspectos que permiten aportar elementos a esta evaluación.

Es claro que si los resultados en términos de sostenibilidad, viabilidad y dinámica son los esperados la herramienta regulatoria escogida sale fortalecida, y si, por el contrario, los mismos no están a la altura de lo esperado, es un síntoma que indica la necesidad de evaluar su pertinencia.

Es frecuente encontrarse con *shocks* externos que por su propia naturaleza no fueron incorporados en el análisis *ex ante* y que pueden afectar los resultados de las decisiones tomadas por el Regulador. Por ese motivo, la propuesta metodológica comienza con un análisis de la evolución de los escenarios externos al sector durante el periodo a considerar.

La característica de “externo” refleja aquellos factores ajenos al sector pero que impactan en él, es decir que incluye tanto componentes internacionales, como por ejemplo el precio del petróleo, como factores nacionales, como por ejemplo los impactos de las inundaciones o el entorno macroeconómico.

3.2. La viabilidad y sostenibilidad sectorial

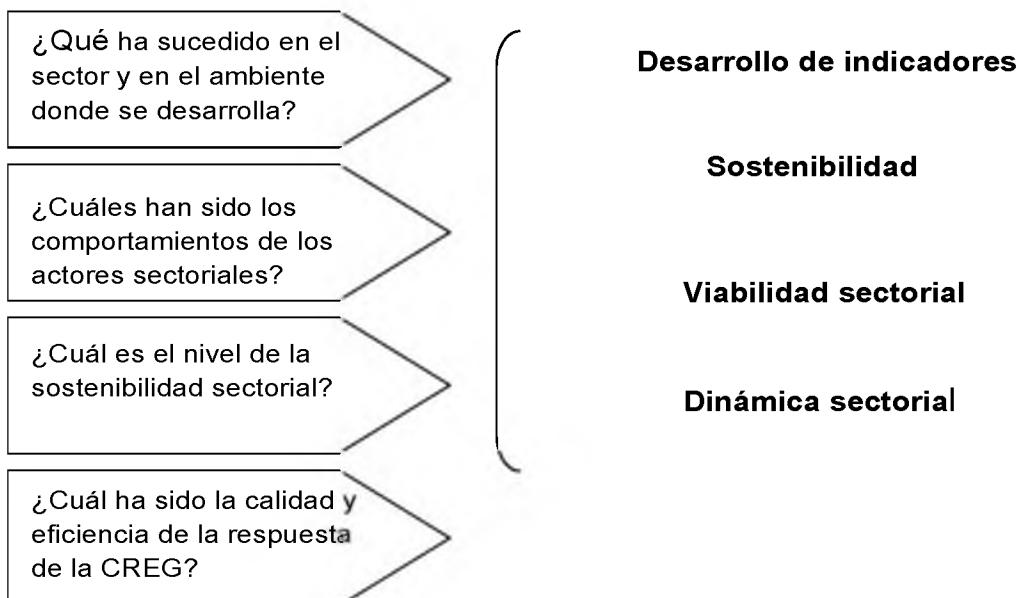
Con relación a la **Sostenibilidad de los Servicios en el Largo Plazo**, la Ley 142 en su artículo 87 establece que:

“el régimen tarifario estará orientado por los criterios de eficiencia económica, neutralidad, solidaridad, redistribución, suficiencia financiera, simplicidad y transparencia.”

Por suficiencia financiera se entiende que las fórmulas de tarifas garantizarán la recuperación de los costos y gastos propios de operación, incluyendo la expansión, la reposición y el mantenimiento; permitirán remunerar el patrimonio de los accionistas en la misma forma en la que lo habría remunerado una empresa eficiente en un sector de riesgo comparable; y permitirán utilizar las tecnologías y sistemas administrativos que garanticen la mejor calidad, continuidad y seguridad a sus usuarios.

Los criterios de eficiencia y suficiencia financiera tendrán prioridad en la definición del régimen tarifario. Si llegare a existir contradicción entre el criterio de eficiencia y el de suficiencia financiera, deberá tomarse en cuenta que, para una empresa eficiente, las tarifas económicamente eficientes se definirán tomando en cuenta la suficiencia financiera.”

Considerando la política reglamentaria expuesta, se propone un enfoque general para evaluar el impacto de la regulación emitida por la CREG que se puede resumir en el siguiente gráfico



3.3. Método de Estimación del Impacto Regulatorio

En la medida que la disponibilidad de la información lo permitió, se siguió la metodología definida por Megginson, Nash & Randenborgh (1994), en la que se comparan las medias y medianas de varios indicadores entre dos períodos de tiempo. Para ello es necesario tener un criterio que permita eliminar particularidades en el tiempo y evitar los problemas de frontera. En ese sentido se compararon las medias y medianas del trienio compuesto por los años 2008-2010, el cual recoge el comportamiento de la regulación vigente, en relación con las correspondientes al trienio 2004-2006 correspondiente al anterior periodo regulatorio. Es claro que en el 2011 es muy temprano para analizar cuantitativamente las normas dictadas a lo largo del año 2010. Por lo tanto, el análisis de la normativa dictada en el 2011 estará más centrado en el clima de negocios del sector que en una evaluación cuantitativa. Debido a la falta de información, en algunos casos fue necesario restringir el análisis a los años 2009-2010 versus 2005-2006 o 2006-2007.

Se realizaron tests de hipótesis para determinar si existen diferencias significativas entre los promedios de ambos subperiodos (test *t* de comparación de medias). Éste es un test de hipótesis habitual que se basa en supuestos que pueden ser restrictivos en algunas aplicaciones; por ejemplo, para cada trienio considerado no todas las observaciones son independientes entre sí sino que estas observaciones presentan una relación temporal entre ellas. Por otra parte, no siempre es posible suponer que la distribución de la variable de interés sea aproximadamente normal en ambos subperiodos.

Como alternativa al test de medias se utilizó el test de rangos de Wilcoxon que es un procedimiento no paramétrico y por lo tanto no requiere el cumplimiento de supuestos sobre las distribuciones de las variables. Para realizar este test se ordena la muestra de observaciones combinada (datos de ambos subperiodos) y el estadístico de prueba se calcula con base en el rango (o posición relativa dentro de la muestra ordenada) de las observaciones de cada grupo. Como este estadístico está basado en los rangos en lugar de los valores de la variable, es un procedimiento que resulta robusto ante la presencia de observaciones atípicas y al no cumplimiento del supuesto de normalidad. Como caso particular, cuando las distribuciones de ambos grupos o subperiodos presentan formas similares, el test de Wilcoxon se puede interpretar como un test para determinar la igualdad de las medianas entre ambos períodos. En el caso contrario es un test más general para comprobar si las distribuciones de probabilidad de ambos períodos son similares.

Un análisis reciente similar, pero usando técnicas económicas es el realizado por Du, Mao, y Shi, (2009) para el sector de generación de energía eléctrica de China, en el que comparan las diferencias entre dos regresiones transversales en dos momentos del tiempo.

4. MARCO EXTERNO

4.1. Marco económico

El análisis del marco externo al sector energético no puede desvincularse de la evolución macroeconómica del país en cuestión. La Figura 1 presenta la evolución de algunos indicadores claves para el período 1990-2010: PIB a nivel general, PIB por regiones, grado de apertura de la economía, formación bruta interna fija; la Figura 2 presenta la evolución de algunos precios que afectan de forma importante el desarrollo del sector: precio internacional del barril de petróleo, la variación del IPC y el tipo de cambio, y el riesgo país. Surge claramente el efecto que la crisis de 1998 produjo en el nivel de actividad mirando la gráfica del índice de PIB a nivel general, cuya tendencia de largo plazo está en torno a 3.1 anual%.

En lo que refiere a la descomposición del PIB según las principales regiones de Colombia, las zonas Central y Bogotá son las más dinámicas, mientras que en el otro extremo se

distinguen las zonas Antioquia y Occidental. Las participaciones relativas de las regiones sobre el producto total crecen en un 2% en el caso de la región Central y Bogotá mientras que disminuyen en la misma proporción las zonas Antioquia y Occidental

En términos de apertura de la economía, la Figura 1 muestra tres períodos claramente diferenciados: 1990-1997, 1998-2003, y 2004-2010: el primer período se caracteriza por un fuerte impulso a la apertura de la economía pasando de 26% en 1990 a 38% en 1998, proceso que se estanca con la llegada de la crisis económica y que se prolonga por 5 años, hasta retomar la senda de mayor integración con el resto del mundo lo que permitió alcanzar un índice de 43% en 2011.

Con relación al desempeño de la inversión, la misma parece seguir un comportamiento típico de “burbuja”: en el período 1990-1998 se percibe una clara “burbuja” con un máximo en el año 1994, proceso que se “desinfla” completamente en el año 1999; a partir del año 2001 se retoma la senda de crecimiento alcanzando en el año 2011 un nivel de IBIF de 26% del PBI.

En cuanto a la evolución de los precios relativos, el período muestra evoluciones muy dispares de la inflación y tipo de cambio: un primer período que va desde 1994 hasta 1997 donde existe un fortalecimiento importante del peso, un segundo período que se extiende hasta el año 2003 inclusive donde hay un ajuste de los precios de los bienes transables por mayor tipo de cambio, y por últimos los años recientes que reflejan la caída del dólar a nivel internacional.

Es claro que este marco macroeconómico debió impactar en el sector energético, lo que debe ser tenido en cuenta a la hora de evaluar el impacto de la regulación emitida por la CREG en la dinámica del sector. A vía de ejemplo, con la caída de la inversión que tuvo lugar entre los años 1998 y 2005 (nótese que el nivel de inversión de este año es igual al año 1998), sería muy extraño que la inversión en el sector energético tuviese un patrón muy diferente.

El precio del barril de Petróleo Brent (Mar del Norte) está expresado en dólares constantes de 1994 y presenta dos períodos bien marcados. El primero con una tendencia descendente va desde 1990 a 1998 y el segundo período con un claro crecimiento sostenido hasta 2008 que cae para subir en 2011 al valor máximo del período analizado. Esta subida del precio del crudo impacta directamente en el componente de generación G de los costos unitarios.

Con relación al riesgo país cabe resaltar que los niveles máximos se dan en dos momentos, junio del 2004 y diciembre de 2008 coincidiendo este último con la crisis de hipotecas de los EE:UU. Es de destacar que a mediados de 2011 y habiendo alcanzado los niveles más bajos del período Colombia accedió al grado inversor (*investment grade*) lo cual significa un reconocimiento del mercado y las calificadoras de riesgo de su sustentabilidad en el mediano plazo para honrar su deuda externa y abarata el costo del financiamiento del capital.

Figura 1 – Algunos indicadores económicos claves

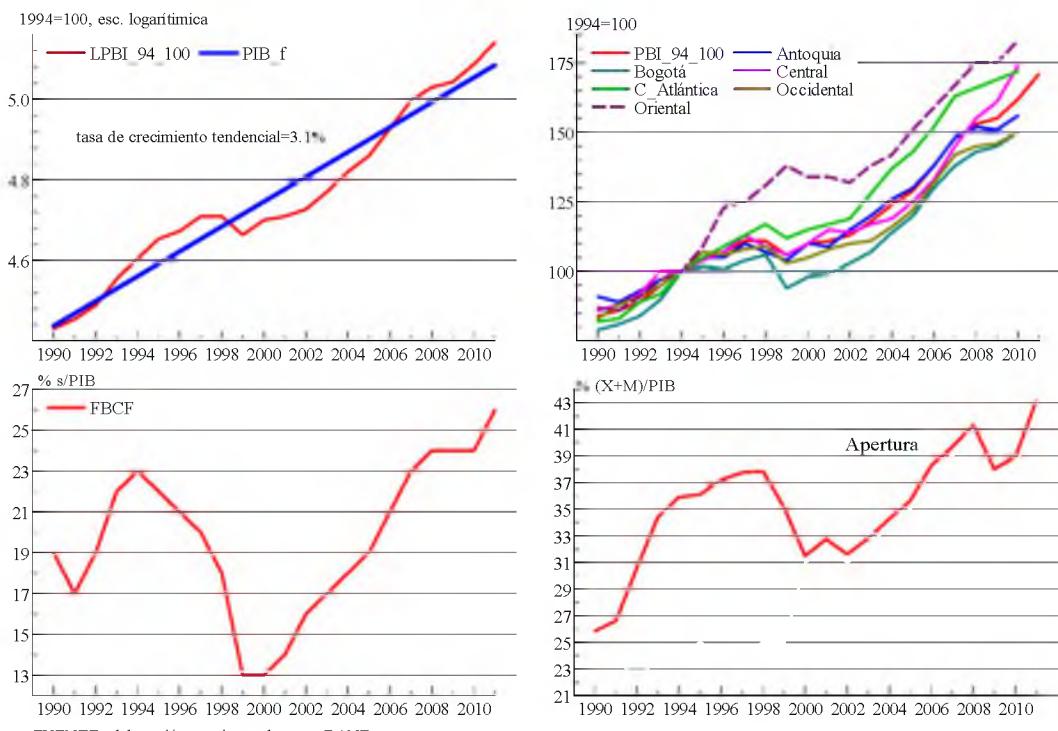
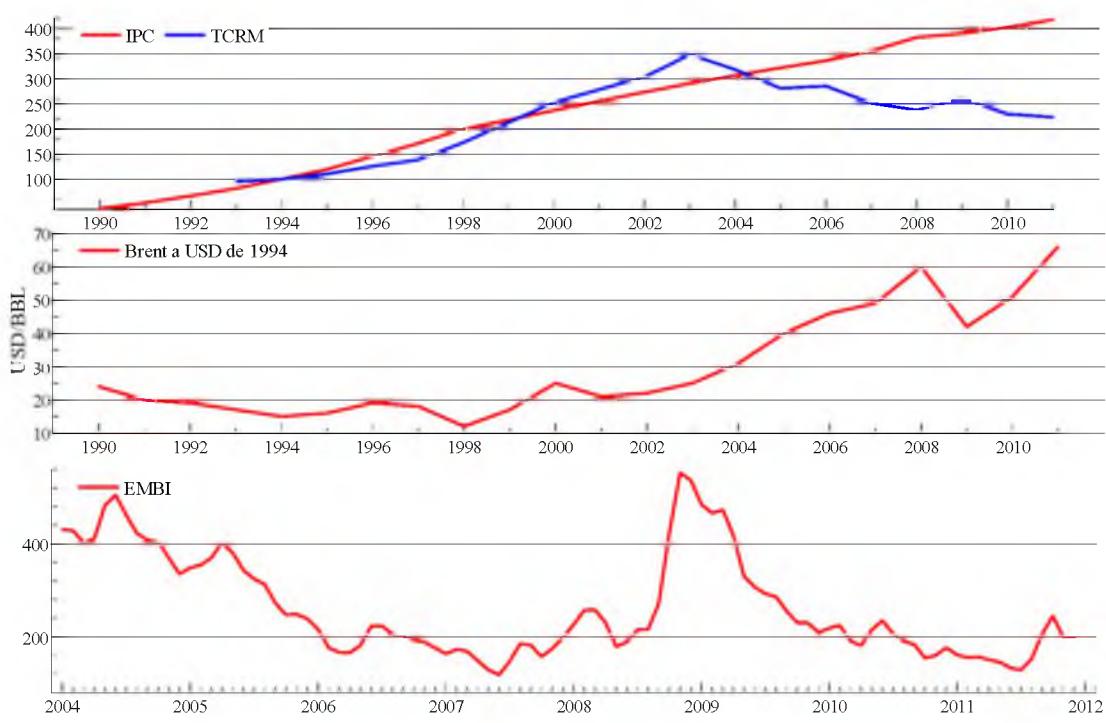


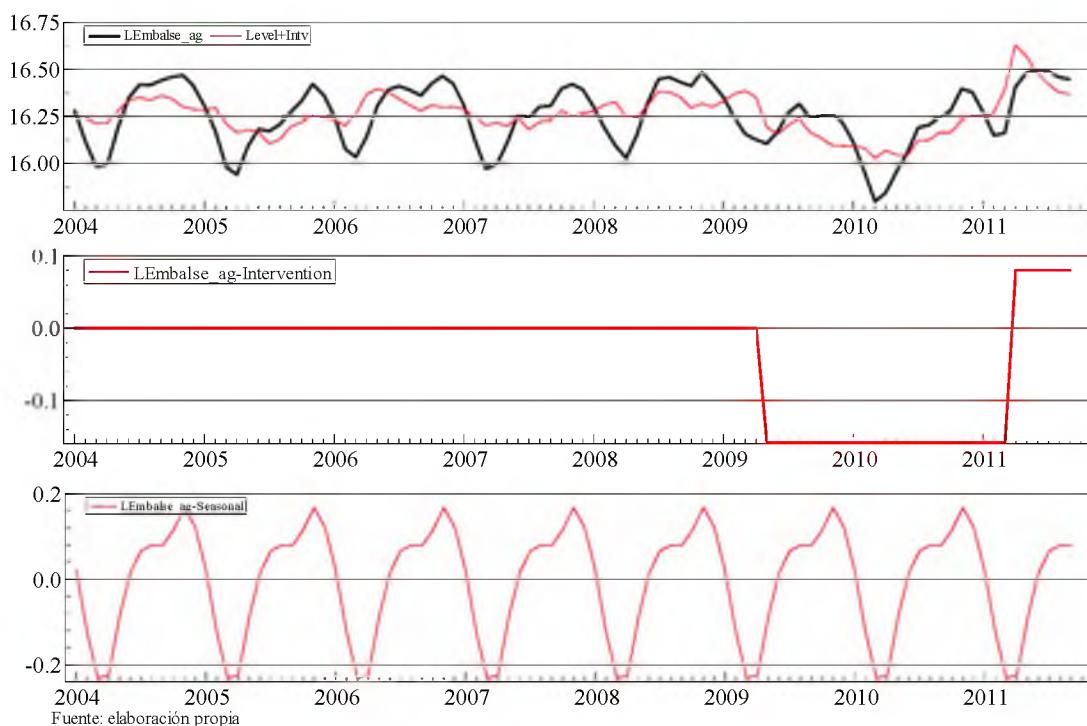
Figura 2 – Tipo de Cambio, Riesgo País (EMBI+) y Precio del Crudo



4.2. Impactos externos extraordinarios

El sistema energético colombiano sufre dos impactos externos de difícil manejo por el sector eléctrico: por un lado el conflicto armado que se traduce en atentados a las instalaciones de transmisión y complicaciones diversas en las tareas de operación y mantenimiento; por otro lado los efectos climáticos del Sistema del Pacífico El Niño, que genera importantes sequías y afecta la producción de las centrales hidroeléctricas que son la principal fuente de generación. En la Figura 3 se presentan el modelaje de la serie Nivel de Embalse Agregado, el cual muestran una caída importante a partir de mayo de 2009 restableciéndose el nivel recién en el año 2011.

Figura 3 – Nivel de Embalse Agregado (MWh, valores en log)



Fuente: elaboración propia

En cuanto al conflicto armado que afecta a Colombia desde hace 40 años, los datos correspondientes a los años 2008 a 2010 muestran una reducción significativa en el número de atentados contra torres de transmisión de energía eléctrica con relación a años anteriores (Figura 4). Esta situación que segmentó el país por períodos prolongados, además de exigir notablemente al transportista para reponer las instalaciones, rompe el mercado competitivo creando islas monopólicas y, en consecuencia, generando oportunidades para rentas extraordinarias de algunos generadores, de no existir soluciones regulatorias como las aplicadas. En cuanto a la seguridad ciudadana, los indicadores a nivel país muestran una mejora notoria a partir del año 2003, en el que entra a funcionar el Plan de Seguridad Democrática, por el cual se fortalecen las actividades y presencia de los órganos de seguridad en todo el territorio nacional, con apertura a contribuciones de la sociedad y un aumento significativo en el presupuesto asignado a defensa nacional e interior. Los resultados en lo que refiere al número total de asesinatos están a la vista (Figura 5): en el año 2002 se produjeron 28.837 mientras que en el año 2011 se registraron 14.712. En

cuanto a la evolución de los secuestros, otro flagelo que afecta a la sociedad colombiana, el número total de secuestros se ha reducido drásticamente desde el año 2003, mientras que en el año 2000 se registraron 3706 secuestros, en el año 2011 la cifra es de 305. Esta mejora notoria en la seguridad ciudadana afecta directamente al sector al reducir el riesgo que enfrentan las cuadrillas de operación y mantenimiento de activos (redes, estaciones de transformación, unidades generadoras, etc.).

Otro factor relacionado con la violencia que afecta al normal desarrollo del sector eléctrico colombiano es el importante número de personas que son expulsadas de sus hogares y obligadas a desplazarse, principalmente se desplazan a los cinturones de las grandes ciudades; al respecto, si bien la cifra de desplazados se ha reducido bastante con relación al máximo histórico del año 2002, cuando el estado cedió 42.000 km² del territorio nacional en el marco de las conversaciones y despeje asociado en la región del Caguán que comenzó a fines de 1998, las cifras recientes de desplazados aún son importantes. Algo similar sucede con el número de masacres, que si bien se ha reducido de forma importante, el año 2011 aún registra 37 masacres en el total del país.

Figura 4 – Número de atentados terroristas a las instalaciones de Transmisión

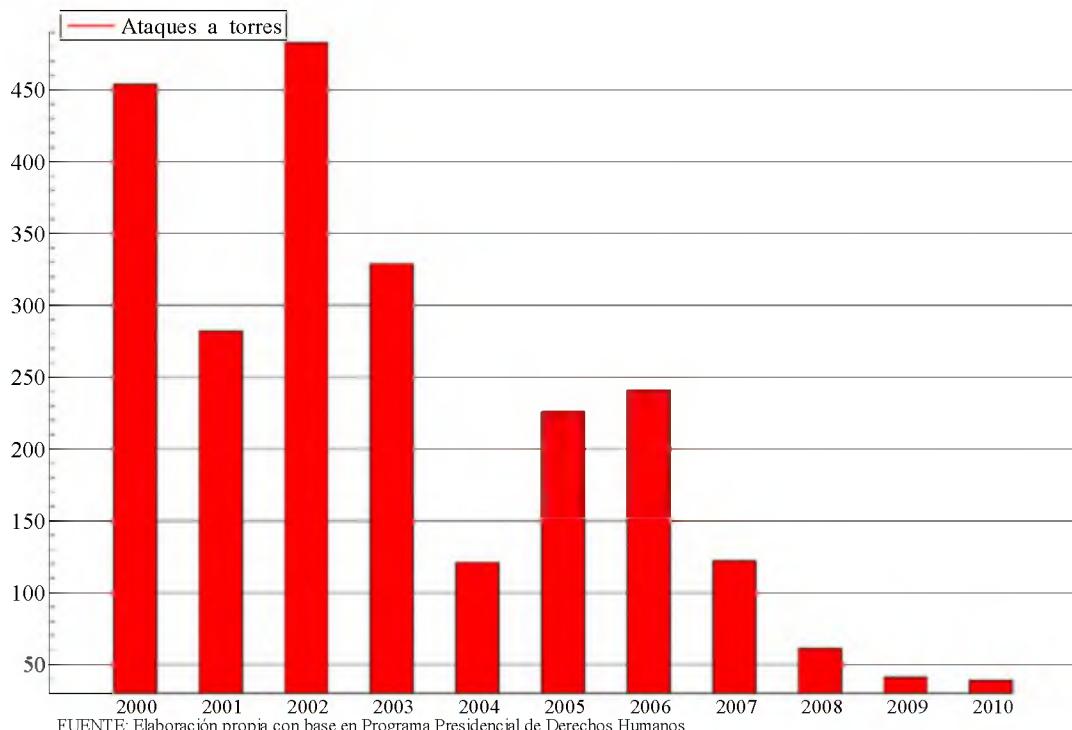
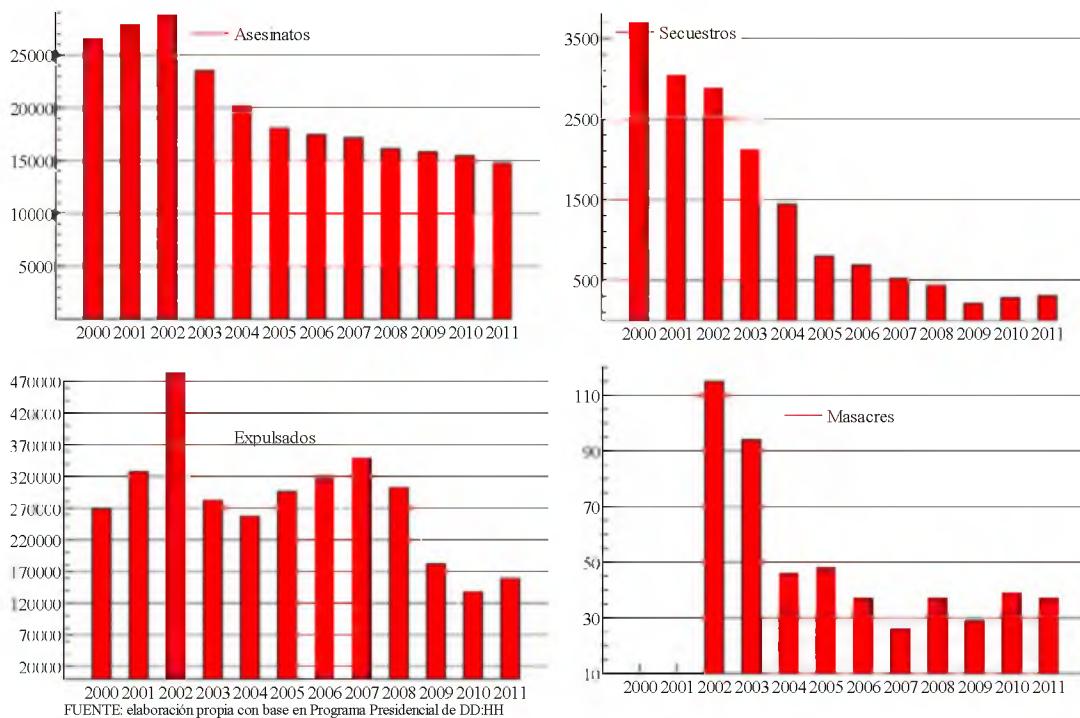


Figura 5 – Evolución de la seguridad ciudadana



4.3. Planes Nacionales de Desarrollo

El Plan Nacional de Desarrollo es la base de las políticas gubernamentales de los presidentes de Colombia. Es el instrumento legal por medio del cual se dan a conocer los objetivos de gobierno del presidente de Colombia y su gestión, y posteriormente, permite evaluar sus resultados, ya que se presenta ante el Congreso la evaluación de sus resultados. A continuación se describen los principales lineamientos de política energética de los Planes de Nacionales de Desarrollo entre 1994 y 2010:

- Ley 188 de 1995, Plan Nacional de Desarrollo 1995–1998, El Salto Social
- Ley 508 de 1999, Plan Nacional de Desarrollo 1999–2002, Cambio para Construir la Paz
- Ley 812 de 2003, Plan Nacional de Desarrollo 2003–2006, Hacia un Estado comunitario
- Ley 1151 de 2007, Plan Nacional de Desarrollo 2006–2010.

4.3.1. *El Salto Social*

La Ley 188 del año 1995 establece los lineamientos políticos que guiarán el Plan Nacional de Desarrollo 1995 – 1998, El Salto Social. En el área de Energía se establece siguiente:

- Uno de los objetivos prioritarios de la política energética es la utilización de las importantes reservas de gas natural del país. Para cumplir con este propósito se adelantan los programas de producción, transporte y distribución. Los recursos públicos que se invertirán en el subsector de gas se destinarán principalmente a la conformación de la red troncal que será utilizada para todos los usuarios del país.

- El desarrollo de la infraestructura eléctrica contempla, prioritariamente, la reducción de la vulnerabilidad del sistema generación transmisión, la reducción de las pérdidas de energía, la extensión de la cobertura y el mejoramiento de la calidad del servicio.
- Generación eléctrica: Se ejecutarán, por parte de empresas públicas, los proyectos de Urrá I, Miel I y los proyectos de generación térmica que no sean adelantados oportunamente a través de esquemas de participación privada. Se adelantará el estudio de impacto ambiental y el diagnóstico de alternativas de la hidroeléctrica Arrieros del Micay, y, si es ambientalmente viable, su diseño técnico estructural.
- Interconexión eléctrica: Los proyectos que se ejecutarán a través de ISA permitirán incrementar la capacidad de transporte de 4,314 km en 1994 a 5,279 km en 1998, consolidando la red de transporte nacional.
- Transmisión y distribución eléctrica: Con las inversiones previstas se propone incrementar la cobertura del servicio de 87% en 1994 a 90% en 1998, lo cual supone atender 700 mil nuevos usuarios.
- Electrificación rural: En la asignación de estos recursos se dará mayor participación a las regiones con menor cobertura en el servicio eléctrico rural, con el objetivo de obtener una cobertura rural más igualitaria en el país, en los términos establecidos en las Leyes 141 y 143 de 1994. Se prevé atender 100 mil nuevos suscriptores durante el período. De esta partida \$10,000 millones se destinarán a la electrificación rural de Urabá y el Nordeste antioqueño para ser ejecutada a través de la Empresa Antioqueña de Energía (EADE).
- Inversión social (subsidios): Es un programa destinado a cubrir el valor de los subsidios por consumo de electricidad y hasta el consumo de subsistencia, de los usuarios ubicados en los estratos socioeconómicos I, II y III, y en un todo de acuerdo con lo estatuido en la Ley 143 de 1994. Para tal efecto se mantiene en los 200 kWh/mes el consumo de subsistencia para los usuarios del sector eléctrico en todo el territorio de la Nación exceptuando aquellas entidades territoriales que desde antes del 1º de noviembre de 1994 estuvieran, y a la fecha de la promulgación de esta Ley continúan, aplicando un consumo de subsistencia inferior, y hasta tanto se fijen por ley otros criterios.
- Uso racional de energía: Consiste en un plan dirigido al ahorro conservación y uso eficiente de los recursos energéticos del país.

4.3.2. Cambio para Construir la Paz

El Plan Nacional de Desarrollo entre los años 1999 y 2002, se encuentra establecido en la Ley 508 del año 1999, donde se fijan los lineamientos en materia de política gubernamental. En cuanto al sector eléctrico, las acciones del Gobierno Nacional se orientaron a consolidar el marco regulatorio existente, fomentar la participación de nuevos agentes en el mercado, incrementar la cobertura de energía en zonas rurales - con énfasis en los nuevos departamentos - y solucionar los problemas de administración de las empresas estatales que amenacen la integralidad física del sistema:

- **Generación:** Con el fin de incrementar la confiabilidad y solidez del sistema, se espera aumentar la capacidad instalada, a través de recursos hídricos y térmicos a un total de 14,389 MW en el año 2000. Además de los proyectos previstos para entrar en operación en el 2002, se considerará la realización de otros proyectos que entrará a reforzar la generación futura del país, dando preferencia al desarrollo de aquellos proyectos hidroeléctricos, térmicos y geotérmicos que sean de mínima afectación ambiental, viables financieramente, económicamente competitivos y que por su localización se conviertan en polo de desarrollo de las regiones más deprimidas. En especial, se dará preferencia a aquellos proyectos que permitan viabilizar los propósitos de desarrollo regional y nacional previstos en el Programa de

Bosques del Plan Nacional de Desarrollo.

- **Transmisión:** Con el objetivo que el sector de la transmisión opere bajo condiciones de competencia, y se aseguren las obras de transmisión de forma tal que se garantice calidad, continuidad y seguridad, minimizando el sobrecosto operativo por las restricciones y pérdidas por el sistema, se iniciarán convocatorias públicas para el diseño, operación y construcción de las mismas. Para el año 2002 se tendrán 1,931 km de líneas de transmisión adicionales.
- **Uso racional y eficiente de la energía:** El objetivo de las políticas gubernamentales en materia de uso racional y eficiente de la energía está encaminado a lograr la eficiencia en el consumo energético en el país, sustituir las fuentes de energía eléctrica no adecuadas al uso final y optimizar la conversión de energéticos, para lo cual se fortalecerá el programa de sustitución de gasolina por gas combustible en transporte vehicular, se crearán las facilidades financieras, tecnológicas y regulatorias para aprovechar el potencial de cogeneración y se desarrollarán metodologías de ahorro en los subsectores más representativos de la industria.
- **Zonas No Interconectadas:** Corresponden a aquellas áreas del país que no reciben servicio de energía eléctrica a través del Sistema Interconectado Nacional (SIN). Se establecerá un Plan de Energización en las ZNI, acorde con las necesidades y potencial energético de las regiones y se incrementará la cobertura en zonas rurales y aisladas. Finalmente se implementará y consolidará un esquema apropiado que aporte soluciones energéticas integrales y en lo posible autosostenibles para las ZNI.
- **Subsidios:** Se extiende el período de desmonte de los subsidios superiores a los autorizados por la Ley 142 de 1994 (extralegales), para el servicio público de energía y se instrumentarán operativa y financieramente los fondos de solidaridad y redistribución de ingresos para energía y gas, lo cual permitirá incrementar la cobertura de los servicios y mejorar la calidad de vida de los habitantes.

En el Plan Nacional de Desarrollo, se fijan los montos de inversión general del Gobierno para el período durante el cual se encuentre en vigencia esta ley. El 13% del total está destinado al sector de Minas y Energía, del cual el 77% se destina a inversiones en Petróleo, 17% para Electricidad, 2.5% a Gas y el resto se reparte entre Minería y Carbón.

4.3.3. *Hacia un Estado Comunitario*

En la Ley 812 de 2003 se aprueba el "Plan Nacional de Desarrollo 2003 – 2006, hacia un Estado comunitario", en el cual se describen los principales programas de inversión a ejecutar durante el período de vigencia de este plan. En cuanto a los servicios públicos domiciliarios se especifican los siguientes lineamientos:

- Se impulsará la consolidación de los marcos regulatorios y el desarrollo de procesos de privatizaciones y concesiones en la construcción, operación y mantenimiento de infraestructura.
- En energía eléctrica, se propenderá por mantener la oferta energética y se fortalecerá el mercado. Se establecerán medidas para aminorar la crisis del sector distribuidor y comercializador. Entre estas medidas se destacan el programa de normalización de redes en barrios subnormales junto con el fortalecimiento del marco reglamentario.
- Se constituirán esquemas institucionales para garantizar la viabilidad en la prestación del servicio en las zonas no interconectadas a través del uso de energía renovable y alternativa, entre otras fuentes. Se promoverá la integración energética regional para energía eléctrica y gas natural, y GLP, donde esta sea posible y/o la construcción de pequeñas centrales de gas domiciliario, en las ciudades capitales de los departamentos no interconectados. También se definirá una política sectorial para dar solución a las empresas en crisis con miras a garantizar el servicio y minimizar

las contingencias fiscales.

- En cuanto a la actividad de generación, se fortalecerán las condiciones de competencia procurando la conformación de un nuevo agente generador estatal y se continuará la integración de las redes de transmisión eléctrica con Venezuela, Panamá y Ecuador para los intercambios comerciales de energía.
- Se promoverán condiciones de largo plazo para la entrada de inversionistas en el desarrollo del Sistema de Transmisión Nacional.

En cuanto al sector de Minas y Energía específicamente, se establecen las siguientes medidas:

- Los productores de gas natural podrán disponer libremente de las reservas de este recurso energético para el intercambio comercial internacional y podrán libremente ejecutar la infraestructura de transporte requerida. El Gobierno Nacional establecerá los límites o instrumentos que garanticen el abastecimiento nacional de este combustible, respetando los contratos existentes.
- Los subsidios destinados a las Zonas no Interconectadas (ZNI) podrán ser utilizados tanto para inversión como para cubrir los costos del combustible requerido por las plantas de generación eléctrica en estas zonas.
- El Gobierno Nacional desarrollará un programa de normalización de redes eléctricas cuyos objetivos serán la legalización de usuarios, la optimización del servicio y la reducción de pérdidas no técnicas en barrios subnormales, situados en los municipios del Sistema Interconectado Nacional.
- Esquemas diferenciales de prestación de los servicios públicos domiciliarios. De acuerdo con el principio de neutralidad las Comisiones de Regulación desarrollarán, la regulación necesaria para incluir esquemas diferenciales de prestación del servicio en generación, distribución, comercialización, calidad, continuidad y atención del servicio en las zonas no interconectadas, territorios insulares, barrios subnormales, áreas rurales de menor desarrollo, y comunidades de difícil gestión.
- Las empresas comercializadoras de energía eléctrica y gas combustible que atienden usuarios regulados residenciales y/o no residenciales, y aquellas que lo hagan en el futuro, deberán incorporar a su base de clientes un número mínimo de usuarios de estratos socioeconómicos 1, 2 y 3, para proteger el mercado y asegurar la prestación del servicio. (Este aspecto cuestiona en cierta forma la competencia que las Leyes 142 y 143 otorgaron a la CREG)
- Con el fin de proveer el saneamiento económico y financiero de empresas estatales prestadoras de servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica, que a la fecha de expedición de la presente ley tengan obligaciones resultantes de garantías otorgadas por la Financiera Energética Nacional, FEN y que se hayan derivado de proyectos de generación de energía, dichas obligaciones podrán contar en su totalidad con la contragarantía de la Nación, siempre y cuando se suscriba un convenio de desempeño que garantice la viabilidad financiera de la empresa, y el Ministerio de Minas y Energía y el Confis hayan determinado que existen razones de conveniencia económica y financiera para ello.
- Finalmente se establece la creación del Fondo de Energía Social con el objeto de cubrir hasta cuarenta pesos (\$40) por kilovatio hora del valor de la energía eléctrica destinada al consumo de los usuarios ubicados en zonas de difícil gestión, áreas rurales de menor desarrollo, incluidas sus cabeceras municipales, y en zonas subnormales urbanas todas las cuales definirá el Gobierno Nacional.

Hay que destacar que esta Ley modificó sustancialmente el esquema de solidaridad vigente. Dispuso que la aplicación de subsidios al costo de prestación de los servicios públicos domiciliarios de los estratos 1 y 2 para los años 2004 a 2006 debería hacerse de tal

forma que el incremento tarifario a esos usuarios en relación con los consumos básicos se realice conforme a la evolución del Índice de Precios al Consumidor. A diferencia con el esquema anterior, donde las empresas podían invocar la disponibilidad de recursos en el Fondo, ahora las empresas prestadoras de servicios están obligadas a asignar los subsidios conforme manda la Ley.

4.3.4. *Plan Nacional de Desarrollo 2006-2010*

Por la Ley 1151 de 2007 se aprueba el Plan Nacional de Desarrollo 2006-2010. El Plan pone énfasis en mantener el crecimiento económico alcanzado en los años anteriores y complementarlo con una noción más amplia de desarrollo. Los objetivos marcados en materia macroeconómica son los siguientes:

- Mantener tasas de crecimiento en niveles del 5%
- Elevar la tasa de inversión a 26.1% del PIB al final de 2010, del cual 70% a cargo del sector privado
- Desempleo menor a 9% en 2010
- Apertura de la economía en 38% en 2010
- Tasa de ahorro doméstico de 23.5% del PIB, 76% correspondiendo al sector privado
- Inversión Directa Extranjera de 2.7% del PIB, lo que equivale a montos promedios entre 2007 y 2010 de 4.000 millones de dólares por año
- Déficit fiscal del sector público consolidado (SPC) de 2.3% promedio del PIB entre 2008 y 2010
- Deuda neta de activos financieros del Sector Público No Financiero (SPNF) a niveles inferiores a 30% del PIB en 2015

En materia de infraestructura se establecen tres estrategias: i) accesibilidad territorial, ii) acceso a los servicios de energía eléctrica y gas, e iii) inclusión digital. En lo que respecta al acceso a los servicios de energía eléctrica, se establece lo siguiente que:

- el Gobierno Nacional avanzará en la consolidación del marco regulatorio de las actividades de distribución y comercialización de energía eléctrica y, en el proceso de normalización de la prestación del servicio de energía eléctrica en áreas donde la prestación y cobro del servicio sea difícil;
- se avanzará en el fortalecimiento de las empresas distribuidoras de energía eléctrica con participación accionaria de la Nación, a través de la consolidación de códigos de buen gobierno corporativo y la vinculación de operadores estratégicos;
- se diseñarán esquemas sostenibles de gestión para la prestación del servicio de energía eléctrica en las Zonas No Interconectadas (ZNI), incluyendo la revisión de los esquemas tarifarios y de subsidios que se aplican en estas zonas. La meta es pesar de 15.000 nuevos usuarios con servicio de energía eléctrica en ZNI a 40.000;
- se promoverán proyectos piloto de generación de energía eléctrica que estén soportados en la implementación de tecnologías que utilicen fuentes de energía alternativa;
- se espera aumentar la cobertura del servicio de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional y en las zonas no interconectadas, pasando de 93.6%, que corresponde el grado de cobertura nacional según el DANE, a 95.1%.
- se espera incrementar el tiempo promedio de servicio en estas zonas, pasando de 30% a 10%
- se consolidará el marco regulatorio de cargo por confiabilidad mediante la estructuración de subastas de energía firme como esquema fundamental, para la entrada de nuevos proyectos de generación de energía eléctrica.

En lo que respecta al **Fondo de Energía Social (FOES)** se establece lo siguiente:

- el Ministerio de Minas y Energía continuará administrando el FOES como un sistema especial de cuentas;
- el objetivo es cubrir, a partir de 2007, hasta cuarenta y seis pesos (\$46) por kilovatio hora del valor de la energía eléctrica destinada al consumo de los usuarios ubicados en zonas de difícil gestión, áreas rurales de menor desarrollo y en zonas subnormales urbanas definidas por el Gobierno Nacional. No se beneficiarán de este Fondo los usuarios no regulados;
- Los recursos para cubrir el FOES provendrán del ochenta por ciento (80%) de las rentas de congestión calculadas por el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC) como producto de las exportaciones de energía eléctrica;
- El valor cubierto se reajustará anualmente con el índice de Precios al Consumidor certificado por el DANE;
- Los comercializadores indicarán el menor valor de la energía en la factura de cobro correspondiente al período siguiente a aquel en que reciban efectivamente las sumas giradas por el FOES y en proporción a las mismas;
- La cantidad de demanda de energía total cubierta por este Fondo no excederá del ocho por ciento (8%) del total de la demanda de energía en el sistema interconectado nacional. Este porcentaje dependerá de la cantidad de recursos disponibles;
- El Fondo expira con el agotamiento de las rentas de congestión;
- Los recursos del FOES se consideran inversión social, en los términos de la Constitución Política y normas orgánicas de presupuesto.

En materia de **distribución de energía eléctrica**, la Ley establece que el Ministerio de Minas y Energía y la CREG adoptarán los mecanismos que permitan realizar el balance de cuentas y giro de recursos entre empresas distribuidoras de energía eléctrica que presten el servicio en la misma área de distribución. Se fija un plazo de seis (6) meses contados a partir de la entrada en vigencia de la ley para que el Gobierno Nacional defina "área de distribución".

En lo que concierne al **Servicio de Energía Eléctrica en Zonas No Interconectadas**, se establece que:

- el Ministerio de Minas y Energía diseñará esquemas sostenibles de gestión para la prestación del servicio de energía eléctrica en las Zonas No Interconectadas. Para este propósito, podrá establecer áreas de servicio exclusivo para todas las actividades involucradas en el servicio de energía eléctrica;
- Adicionalmente, en las Zonas no Interconectadas la contribución especial en el sector eléctrico de que trata el artículo 47 de la Ley 143 de 1994, no se aplicará a usuarios no residenciales y a usuarios no regulados;
- El Gobierno Nacional establecerá una metodología de estratificación exclusiva para el servicio de energía eléctrica en las Zonas no Interconectadas;
- Para el otorgamiento de subsidios al costo de prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica en las Zonas No Interconectadas, se pueden tener en cuenta la capacidad de pago de los usuarios en estas zonas, el costo de prestación del servicio y el nivel de consumo.
- Se fortalecerá el Instituto de Planificación de Soluciones Energéticas para las Zonas No Interconectadas (IPSE), como una entidad especializada en la estructuración e interventoría de proyectos de energización de las ZNI, administración de la información energética, desarrollo e implementación de soluciones energéticas, como energías renovables y/o limpias, desarrollo de programas de uso racional de la

energía, consecución de recursos de cooperación internacional para cofinanciación de proyectos energéticos, transferencia de tecnologías y desarrollo de una gestión efectiva de la normatividad y regulación aplicable a las ZNI. Los proyectos de las ZNI serán viabilizados por el IPSE;

- Con el propósito de aumentar la cobertura de energía eléctrica de las ZNI mediante el aprovechamiento de la oferta de energía eléctrica de proyectos desarrollados por países fronterizos, se faculta a los Operadores de Red de los departamentos fronterizos para adelantar las transacciones de energía pertinentes con los Operadores de Red de las entidades territoriales vecinas. Estas transacciones deben tener en cuenta los lineamientos impartidos por el Ministerio de Minas y Energía y deben respetar las condiciones de las Transacciones Internacionales de Energía definidas por las entidades regulatorias competentes.

En materia de **generación de energía eléctrica**, se modifica el Artículo 18 de la Ley 143 de 1994 que queda redactado de la siguiente forma:

"ARTÍCULO 18. Generación de Energía eléctrica en el sistema interconectado nacional. Compete al Ministerio de Minas y Energía definir los planes de expansión de la generación y de la red de interconexión y fijar criterios para orientar el planeamiento de la transmisión y la distribución.

Los planes de generación y de interconexión serán de referencia y buscarán optimizar el balance de los recursos energéticos para la satisfacción de la demanda nacional de electricidad, en concordancia con el Plan Nacional de Desarrollo y el Plan Energético Nacional.

Parágrafo 1. La Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG, desarrollará el marco regulatorio que incentive la inversión en expansión de la capacidad de generación y transmisión del sistema interconectado por parte de inversionistas estratégicos. En concordancia con lo anterior, la CREG establecerá esquemas que promuevan la entrada de nueva capacidad de generación y transmisión.

Parágrafo 2. El Gobierno Nacional tomará las medidas necesarias para garantizar el abastecimiento y confiabilidad en el sistema de energía eléctrica del país y sólo asumirá los riesgos inherentes a la construcción y explotación de los proyectos de generación y transmisión cuando no se logre la incorporación de inversionistas estratégicos. Lo anterior, siempre y cuando los proyectos sean sostenibles financieramente y fiscalmente de acuerdo con el marco fiscal de mediano plazo.

4.3.5. *Fondos y programas implementados para el Sector de Energía Eléctrica*

En los Planes de Nacionales de Desarrollo descriptos en el apartado anterior, se estableció la creación, en el ámbito del Ministerio de Minas y Energía, de una serie de programas y fondos especiales destinados a inversión social, a saber:

- Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos – FSSRI
- Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales Interconectadas - FAER
- Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas - FAZNI
- Fondo de Energía Social – FOES
- Fondo Nacional de Regalías - FNR
- Programa de Normalización de Redes Eléctricas – PRONE
- Programa de Uso Racional y Eficiente de la Energía y demás formas no convencionales - PROURE

El FAER tiene como objetivo ampliar la cobertura del servicio de energía eléctrica y procurar la satisfacción de la demanda de energía en las zonas rurales interconectadas, conforme con los planes de ampliación de cobertura establecidos por la UPME. A su vez, deberán estar definidos como inversiones prioritarias en los planes de desarrollo del ente territorial y en los programas de ampliación de cobertura del Operador de Red.

Este fondo se crea en la Ley 788 de 2002, más específicamente en el artículo 105, donde se especifica la contribución a ingresar al fondo, su fuente y el ente administrador:

Artículo 105. Por cada kilovatio/hora despachado en la bolsa de energía mayorista, el Administrador del Sistema de Intercambio Comerciales (ASIC), recaudará un peso (\$1.00) moneda corriente, con destino al Fondo de Apoyo Financiero para la energización de las zonas rurales interconectadas.

El valor será pagado por los dueños de los activos del STN y tendrá vigencia hasta el 31 de diciembre de 2009 y se indexará anualmente con el Índice de Precios al Productor (IPP) calculado por el Banco de la República. La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) adoptará los ajustes necesarios a la regulación vigente para hacer cumplir el artículo.

El Fondo conformado por estos recursos será administrado por el Ministerio de Minas y Energía, o por quien él delegue.

El FAER se encuentra reglamentado por el Decreto 3652 de 2003, permite que los Entes Territoriales con el apoyo de las Empresas Prestadoras del Servicio de Energía Eléctrica en la zona de influencia, sean los gestores de planes, programas y proyectos de inversión priorizados para la construcción e instalación de la nueva infraestructura eléctrica.

El objetivo del FAZNI es financiar los planes, programas y proyectos de inversión en infraestructura energética en las zonas no interconectadas (ZNI), propuestos y presentados por las entidades territoriales, por las Empresas Prestadoras del Servicio de Energía Eléctrica y por el Instituto de Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas no Interconectadas (IPSE), como resultado de su gestión en la promoción de soluciones energéticas integrales.

Este fondo fue establecido por los artículos 81 y 83 de la Ley 633 de 2000 y se encuentra reglamentado por el Decreto 2884 de 2001.

Las localidades consideradas ZNI se encuentran definidas por la Ley 855 de 2003, que, a su vez, establece las prioridades en la asignación de los recursos del FAZNI.

El FOES tiene como objetivo subsidiar hasta \$40 por kWh del valor de la energía eléctrica destinada al consumo de los usuarios ubicados en Zonas de Difícil Gestión³, Áreas Rurales de Menor Desarrollo⁴ y Zonas Subnormales Urbanas⁵, reportados por los comercializadores de energía al SUI de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios. El subsidio se entrega a las empresas que atienden a esos usuarios de forma de reducir la factura que

³ Conjunto de usuarios ubicados en una misma área conectada al SIN, que presenta durante el último año en forma continua, una de las siguientes características: i) Cartera vencida mayor de 90 días por parte del 50% o más de los usuarios pertenecientes a dicha comunidad, o ii) Nivel de pérdidas de energía eléctrica superiores al 40% respecto de la energía de entrada al sistema que atiende exclusivamente dicha comunidad; siempre y cuando se demuestre que los resultados de gestión han sido negativos por causas no imputables al comercializador que los atiende. Dicha información deberá acreditarse ante la SSPD mediante una certificación expedida por los Auditores Externos.

⁴ Área del sector rural de zonas interconectadas, con las siguientes características: i) Índice promedio de calidad de vida inferior al 46.6% según el Sistema de Indicadores Sociodemográficos del DNP, y ii) Conectada al SIN. Corresponde al Alcalde o a la Autoridad competente su certificación.

⁵ Asentamiento ubicados en cabeceras de municipios conectados al SIN que reúne las siguientes características: i) No tenga servicio de energía o éste lo obtenga a través de redes no aprobadas por el Operador de Red y ii) Que no se trate de zonas donde se esté prohibido prestar el servicio, según lo previsto en el artículo 99 de la Ley 812 de 2003. Corresponde al Alcalde o a la Autoridad competente su certificación.

llega al usuario final. Para ello se analiza el nivel de pérdidas de las empresas y la cartera vencida: si el nivel de pérdidas es mayor a 40% o 50% de los clientes atrasos en sus facturas superiores a 90 días. Las empresas receptoras del subsidio deben acreditar que sus indicadores son iguales o superiores a los umbrales definidos y que tal situación es ajena a sus posibilidades de gerenciamiento. Vale notar entonces de que se trata de un subsidio a la oferta y no a la demanda, lo que en general trae problemas de selección adversas derivados de asimetrías de información. La asignación de las rentas de congestión, puede tener varias evaluaciones posibles, pero es de resaltar que trasladar un esquema volátil de ingreso como son las rentas de congestión a un esquema de subsidio cuya sostenibilidad es cuestionable. En efecto, si la integración con los países vecinos funciona correctamente, se debe tender a la Ley de un solo precio por lo que desaparecería las rentas de congestión, y de ser así el FOES no sería una política de largo plazo sostenible.

El Fondo fue creado en la Ley 812 de 2003, más específicamente en el artículo 118, donde se aprueba el Plan Nacional de Desarrollo 2003 – 2006, Hacia un Estado Comunitario, y se encuentra reglamentado por el Decreto 160 de 2004. En la Ley 812 se especifica que los recursos que financian al FOES provienen de las rentas de congestión calculadas por el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales -ASIC- como producto de las exportaciones de energía eléctrica a los países vecinos dentro de los Convenios de la Comunidad Andina de Naciones, y que la cantidad de demanda de energía cubierta por el FOES será como máximo un 8% del total de la demanda de energía del Sistema Interconectado Nacional -SIN-.

El FNR se crea en el artículo 361 de la Constitución Política y se reglamenta mediante la Ley 141 de 1994, modificada por la Ley 756 de 2002. Su objetivo es la promoción de la minería, la preservación del medio ambiente y la financiación de proyectos regionales de inversión definidos como prioritarios en los planes de desarrollo de las respectivas entidades territoriales. Los recursos utilizados provienen de las regalías no asignadas a los departamentos y a los municipios.

Con respecto a proyectos del sector de energía, se establece que durante los 15 años posteriores a la promulgación de la ley, el quince por ciento (15%) de los recursos del fondo se asignarán a la financiación de proyectos regionales de inversión en energización, de los cuales el veinte por ciento (20%) serán destinados a la financiación de proyectos de inversión en infraestructura de distribución para la prestación del servicio público de gas combustible en los estratos 1 y 2. En el caso de los proyectos eléctricos, los recursos podrán aplicarse a la generación, transporte, transformación, ampliación y remodelación de redes, mantenimiento, control y disminución de pérdidas de energía. También se encuentra especificada la distribución de estos recursos, siendo el cuarenta por ciento (40%) para zonas interconectadas, de los cuales el ocho por ciento (8%) estarían destinados a financiar proyectos regionales hidroeléctricos en el Departamento de Santander y el resto a proyectos de electrificación rural, con prioridad para aquellas zonas con menor cobertura en el servicio, hasta obtener una cobertura regional similar en todo el país; y el cuarenta por ciento (40%) para zonas no interconectadas.

Por otro lado, respecto al aspecto técnico, en el Departamento Nacional de Planeación se encuentra la Dirección de Regalías, encargada de dirigir, supervisar y coordinar las actividades de carácter técnico en materia de regalías. Dentro de sus funciones se encuentra la supervisión y coordinación de las actividades técnicas del FNR.

Según el reporte de informes aprobados que se publica en la Dirección Nacional de Planeación, en los últimos tres años, no se ha aprobado ningún proyecto eléctrico.

En el marco del PRONE, el Ministerio aprobará, objetará e impartirá instrucciones y recomendaciones sobre los planes, programas y proyectos que hayan sido presentados para financiación con cargo a los recursos del mencionado programa. El objetivo del PRONE

es la legalización de usuarios, la optimización del servicio y la reducción de pérdidas no técnicas en barrios subnormales, situados en los municipios del SIN.

El Ministerio expidió la Resolución No.18-00601 de mayo 26 de 2004, con la cual se implementa la administración del PRONE reglamentado mediante el Decreto 3735 de 2003, quienes aprobarán, objetarán e impartirán instrucciones y recomendaciones sobre los planes, programas y proyectos que hayan sido presentados para financiación con cargo a los recursos del Programa de Normalización de Redes Eléctricas, cuyos objetivos serán la legalización de usuarios, la optimización del servicio y la reducción de pérdidas no técnicas en barrios subnormales, situados en los municipios del Sistema Interconectado Nacional.

En el año 2001 se sancionó la Ley 697 mediante la cual se fomenta el uso racional y eficiente de la energía y se promueve la utilización de energías alternativas. Esta ley crea el Programa de Uso Racional y Eficiente de la Energía y demás formas no convencionales "PROURE", que se orienta a aplicar gradualmente programas para que toda la cadena energética cumpla con los niveles mínimos de eficiencia energética.

4.4. Marco regulatorio general

Antes de abordar la clasificación de las resoluciones emitidas por la CREG de acuerdo con los problemas regulatorios abordados, resulta conveniente realizar una descripción general de los principales rasgos del marco regulatorio, determinado en parte por legislación de orden superior como por decisiones de la CREG de amplio alcance.

En particular, se describen las características de la Ley de Servicios Públicos Domiciliarios relevantes para el caso de energía eléctrica y la Ley Eléctrica, las cuales brindan el contexto legal más relevante para el desarrollo de la actividad regulatoria de la CREG.

4.4.1. Constitución Política de 1991

La Constitución Política de 1991 sentó las bases para una profunda reforma de los servicios públicos, abriendo el camino para el ingreso de la inversión privada al sector. Con relación a los servicios públicos, en su art. 365 establece:

"Los servicios públicos estarán sujetos al régimen jurídico que fije la ley, podrán ser prestados por el Estado, directa o indirectamente, por comunidades organizadas, o por particulares. En todo caso, el Estado mantendrá la regulación, el control y la vigilancia de dichos servicios. Si por razones de soberanía o de interés social, el Estado, mediante ley aprobada por la mayoría de los miembros de una y otra cámara, por iniciativa del Gobierno decide reservarse determinadas actividades estratégicas o servicios públicos, deberá indemnizar previa y plenamente a las personas que en virtud de dicha ley, queden privadas del ejercicio de una actividad lícita."

En el Art. 367 introduce que el régimen tarifario de los servicios públicos deberá tener en cuenta además de los criterios de costos, los de solidaridad y redistribución de ingresos. Este concepto, que luego es recogido por la Ley de Servicios Públicos, constituye una diferencia importante de Colombia con respecto a otros países.

4.4.2. La Ley de Servicios Públicos Domiciliarios (142 de 1994)

La Ley 142 de 1994, fue una de las bases para la implementación y desarrollo del proceso de transformación de los servicios públicos. Además de definir los servicios públicos esenciales y fijar pautas sobre su función social, estableció una serie de instrumentos de intervención estatal.

Para el caso específico de distribución de energía eléctrica estableció conceptos que luego fueron desarrollados en la Ley Eléctrica 143 de 1994, referidos a:

- Los bienes de las empresas de servicios públicos
- Contratos especiales para la gestión de los servicios públicos
- Control de gestión y resultados

-
- Información de las empresas de servicios públicos
 - Regulación, control y vigilancia del Estado en los Servicios públicos
 - Régimen tarifario
 - Formulas y prácticas de tarifas
 - Subsidios
 - Estratificación socioeconómica
 - El contrato de servicios públicos

La Ley 142, en sus artículos 87, 89 y 99) y la Ley 143 de 1994 (Artículos 6o., 23 Literal h y 47), desarrollan los principios de **solidaridad y redistribución de ingresos**.

Siguiendo lo dispuesto por la Ley, se crea un novedoso esquema de subsidios y contribuciones en las tarifas finales a los usuarios. Los porcentajes de subsidios y contribuciones que contienen las tarifas finales, no dependen de la CREG; éstos son fijados por el Congreso a través de leyes. La CREG diseña la estructura tarifaria en los términos del mandato legal.

La Ley 142 de 1994 estableció la obligatoriedad de crear en el Ministerio de Minas y Energía - MME -, un Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos - FSSRI. La Ley define el criterio de solidaridad y redistribución del ingreso como la asignación de recursos a "fondos de solidaridad y redistribución", de tal manera que los usuarios de los estratos altos (estratos 5 y 6) y los usuarios comerciales e industriales, ayuden exclusivamente a los usuarios de estratos bajos del sector residencial (estratos 1, 2 y 3) a pagar las tarifas de los servicios que cubran sus necesidades básicas. La aplicación del criterio de solidaridad y redistribución de ingresos reside en los municipios que deben crear este fondo, al cual las empresas de servicios públicos harán transferencias destinadas a dar subsidio a los estratos indicados. Este Fondo se financia con recursos provenientes de los superávit que las empresas comercializadoras presenten, una vez efectúen el cruce entre subsidios y contribuciones en sus propios mercados. Si los recursos del Fondo son insuficientes para cubrir el monto total de subsidios aplicados por las empresas, las Empresas de Servicios Públicos pueden tomar las medidas necesarias para que los usuarios cubran la totalidad del costo de prestación.

En cuanto a los factores aplicados para recaudar el fondo y para financiar los subsidios, la Ley 142 establece límites máximos. El factor de contribución que las empresas recaudan para los subsidios nunca podrá ser mayor al 20% del valor del servicio por lo que si las contribuciones que se venían cobrando antes de la sanción de la Ley son mayores a ese valor, la CREG debió determinar su disminución hasta el 20%, en forma gradual hasta el 31 de diciembre de 2006. En el caso de quienes generan su propia energía, con una capacidad instalada de 25MW, también recaudarán y aportarán al fondo el equivalente al 20% de su generación descontando las ventas a empresas distribuidoras. En el caso de los agentes que suministran o comercializan gas combustible a terceros en forma independiente, recaudarán al fondo el 20% del costo económico de suministro en puerta de ciudad. El factor de subsidios también tiene límites establecidos por la mencionada ley dependiendo del estrato subsidiado. En el caso del estrato 3, el subsidio no podrá exceder el 15% del costo medio del suministro; para el estrato 2, el límite es 40%; y para el estrato 1, el subsidio no

⁶ Antes de la entrada en vigencia de la Ley, el promedio nacional de contribución era del:

- Estratos 5: 60%
- Estrato 6: 68%
- Sectores comercial e industrial: 20% (excepto generación térmica a gas, petroquímica y GNC vehicular, que era negativa)
- Plantas generadoras de electricidad a gas: 0%

puede exceder el 50% del costo medio. La ley establece que la parte de la tarifa correspondiente a los costos de administración, operación y mantenimiento siempre será cubierta por el usuario, y en el caso de la que tiene como objetivo recuperar las inversiones realizadas para la prestación del servicio pueden ser cubiertas por los subsidios. Dado que estos topes eran inferiores a los subsidios efectivos vigentes a la sanción de la Ley, fue necesario implementar un programa de desmonte gradual de subsidios, que se fijó en primera instancia hasta el año 2000.

En el caso que se presenten superávit en estos fondos, se destinarán a subsidios que permitan generar, distribuir y transportar energía eléctrica y gas combustible a usuarios de estratos bajos, y expandir la cobertura a zonas rurales para incentivar la producción de alimentos y sustituir combustibles derivados del petróleo.

Los prestadores de servicios públicos son quienes tienen la obligación de aplicar los factores de contribución, recaudar las sumas correspondientes y aplicarlas al pago de subsidios⁷. Éstos deben informar en las tarifas -en forma desagregada- los cargos que corresponden al Servicio y los cargos destinados a subsidios.

El FSSRI se rige por los Decretos 847 de 2001 y 201 de 2004, que reglamentan las leyes 142 y 286. El Decreto 847/2001 establece la reglamentación en relación con la liquidación, cobro, recaudo y manejo de las contribuciones de solidaridad y de los subsidios. Por otro lado, el Decreto 201/2004 modifica el decreto anterior en relación con el procedimiento de liquidación, reportes, validación y transferencias en materia de subsidios y contribuciones.

La Ley 142 de 1994, en el artículo 87, que define los criterios para definir el régimen tarifario, incluido el criterio de solidaridad y redistribución anteriormente definido, especifica que lo que se entiende por suficiencia financiera es que las fórmulas de tarifas garantizarán la recuperación de los costos y gastos propios de operación, incluyendo la expansión, la reposición y el mantenimiento; permitirán remunerar el patrimonio de los accionistas en la misma forma en la que lo habría remunerado una empresa eficiente en un sector de riesgo comparable; y permitirán utilizar las tecnologías y sistemas administrativos que garanticen la mejor calidad, continuidad y seguridad a sus usuarios.

La Resolución 81960 de 1998 expedida por el Ministerio de Minas y Energía, reglamenta el Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos.

4.4.3. *La Ley Eléctrica (143 de 1994)*

La Ley 143 de 1994 reestructura el sector de la industria eléctrica, separando las actividades de generación, transporte, distribución y comercialización. Los objetivos básicos que se identifican en este marco regulatorio, se basan en la eficiencia de la prestación del servicio, acceso abierto a los sistemas de transmisión y distribución y la introducción de competencia en la generación y para algunos segmentos de usuarios.

El artículo 3º establece una serie de objetivos para el servicio de electricidad que son inherentes al estado, tales como:

- Promover la libre competencia en las actividades del sector;
- Impedir prácticas que constituyan competencia desleal o abuso de posición dominante en el mercado;
- Regular aquellas situaciones en que por razones de monopolio natural, la libre competencia no garantice su prestación eficiente en términos económicos;

⁷ Más tarde, la Resolución CREG 39/1995 complementa lo dispuesto en la Ley al obligar a los comercializadores el recaudar la contribución de solidaridad de los consumidores de gas pertenecientes a los estratos 5 y 6 del segmento residencial, los usuarios comerciales e industriales.

- Asegurar la protección de los derechos de los usuarios y el cumplimiento de sus deberes;
- Asegurar la adecuada incorporación de los aspectos ambientales en la planeación y gestión de las actividades del sector;
- Alcanzar una cobertura en los servicios de electricidad a las diferentes regiones y sectores del país, que garantice la satisfacción de las necesidades básicas de los usuarios de los estratos I, II y III y los de menores recursos del área rural, a través de los diversos agentes públicos y privados que presten el servicio;
- Asegurar la disponibilidad de los recursos necesarios para cubrir los subsidios otorgados a los usuarios de los estratos I, II y III y los de menores ingresos del área rural, para atender sus necesidades básicas de electricidad.

El artículo 21 establece que la CREG se organizará como Unidad Administrativa Especial del Ministerio de Minas y Energía, y que estará integrada por el Ministro de Minas y Energía, quien la presidirá, por el Ministro de Hacienda y Crédito Público, por El Director del Departamento Nacional de Planeación, además de cinco expertos en asuntos energéticos con dedicación exclusiva nombrados por el Presidente de la República por períodos de cuatro años. Esta integración y ubicación institucional del Regulador es bastante “sui generis” y en los hechos el Poder Ejecutivo tiene capacidad de veto sobre las decisiones del órgano. Esta estructura organizativa no es la que se suele aplicar en los órganos de regulación dado la deseable independencia respecto del gobierno. En cuanto a las competencias asignadas a la CREG por la Ley, las mismas son amplias e incluyen:

- (a) crear las condiciones para asegurar la disponibilidad de una oferta energética eficiente,
- (b) determinar las condiciones para la liberación gradual del mercado hacia la libre competencia
- (c) definir las tarifas de acceso y uso de las redes
- (d) definir la metodología para el cálculo de las tarifas aplicables a los usuarios reguladores y fijar las tarifas,
- (e) definir las condiciones que deben reunir los usuarios regulados y no regulados,
- (f) definir los factores de subsidios a los consumos de subsistencia de los usuarios de menores ingresos,
- (g) establecer el Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN)
- (h) definir y hacer operativos los criterios técnicos de calidad, confiabilidad y seguridad del servicio de energía,
- (i) definir mediante arbitraje los conflictos que se presenten entre los diferentes agentes del sector en cuanto a interpretación de acuerdos operativos y comerciales,
- (j) velar por la protección de los derechos de los consumidores, en especial los de estratos de bajos ingresos

La Ley establece los conceptos básicos de las tarifas para las ventas de electricidad que hacen al negocio de las actividades de distribución y comercialización de energía eléctrica y su vinculación con el usuario final. Estos elementos básicos se basan en los principios establecidos en la Ley 142 y se extienden también a temas relacionados con la conservación del medio ambiente: los contratos de concesión y el uso eficiente de la energía.

La Ley 143 de 1994, en su artículo 39, establece que “los cargos asociados con el acceso y uso de las redes del sistema interconectado nacional cubrirán, en condiciones óptimas de gestión, los costos de inversión de las redes de interconexión, transmisión y distribución, según los diferentes niveles de tensión, incluido el costo de oportunidad de capital, de

administración, operación y mantenimiento, en condiciones adecuadas de calidad y confiabilidad, y de desarrollo sostenible. Estos cargos tendrán en cuenta criterios de viabilidad financiera".

4.4.4. Ley 689 de 2001: Modifica parcialmente la Ley 142 de 1994

La Ley 689 de 2001 modifica parcialmente la Ley 142 de 1994. Entre los aspectos a destacar están:

- Creación de los "comités municipales de desarrollo y control social de los servicios públicos domiciliarios";
- Aspectos de control de gestión de las empresas de servicios públicos
 - Las comisiones de regulación deberán definir los criterios que permitan evaluar la gestión y resultados de las entidades prestadoras, y clasificarlas de acuerdo a su nivel de riesgo.
 - La Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD) deberá adoptar las categorías de clasificación respectivas que establezcan las comisiones de regulación y clasificar a las entidades prestadoras de servicios públicos sujetas a su control.
 - Las Empresas de Servicios Públicos deberán tener un plan de gestión y resultados de corto, mediano y largo plazo que sirva de base para el control que se ejerce sobre ellas.
- Funciones de la SSPD
 - Controlar y fiscalizar el cumplimiento de las disposiciones vigentes, y sancionar sus violaciones
 - Vigilar y controlar el cumplimiento de los contratos entre las empresas de servicios públicos y los usuarios
 - Establecer los sistemas uniformes de información y contabilidad que deben aplicar quienes presten servicios públicos, según la naturaleza del servicio y el monto de sus activos, y con sujeción siempre a los principios de contabilidad generalmente aceptados.
 - Dar concepto a las Comisiones de Regulación y a los ministerios sobre las medidas que se estudien en relación con los servicios públicos.
 - Dar concepto a las Comisiones de Regulación y a los ministerios sobre las medidas que se estudien en relación con los servicios públicos.
 - Vigilar que los subsidios presupuestales que la Nación, los departamentos y los municipios destinan a las personas de menores ingresos, se utilicen en la forma prevista en las normas pertinentes.
 - Mantener un registro actualizado de las entidades que prestan los servicios públicos.
 - Tomar posesión de las empresas de servicios públicos en casos especiales.
 - Evaluar la gestión financiera, técnica y administrativa de los prestadores de servicios públicos sujetos a su control, inspección y vigilancia, de acuerdo con los indicadores definidos por las Comisiones de Regulación; publicar sus evaluaciones y proporcionar, en forma oportuna, toda la información disponible a quienes deseen hacer evaluaciones independientes.
 - Verificar la consistencia y la calidad de la información que sirve de base para efectuar la evaluación permanente de la gestión y resultados de las personas que presten servicios públicos sometidos a su control, inspección y vigilancia,

así como de aquella información del prestador de servicios públicos que esté contenida en el SUI de los servicios públicos.

- Sancionar a las empresas que no respondan en forma oportuna y adecuada las quejas de los usuarios.
- Resolver los recursos de apelación que interpongan los usuarios conforme a lo establecido en el artículo 159 de la Ley 142 de 1994.
- Adelantar las investigaciones por competencia desleal y prácticas restrictivas de la competencia de los prestadores de servicios públicos domiciliarios e imponer las sanciones respectivas, de conformidad con el artículo 34 de la Ley 142 de 1994.
- Efectuar recomendaciones a las Comisiones de Regulación en cuanto a la regulación y promoción del balance de los mecanismos de control, y en cuanto a las bases para efectuar la evaluación de la gestión y resultados de las personas prestadoras de los servicios públicos sujetos a su control, inspección y vigilancia.
- Asistir, con voz, a las Comisiones de Regulación, y delegar la asistencia únicamente en los Superintendentes Delegados.
- Del Sistema Único de Información
 - Corresponde a la SSPD, establecer, administrar, mantener y operar un sistema de información que se surtirá de la información proveniente de los prestadores de servicios públicos sujetos a su control, inspección y vigilancia, para que su presentación al público sea confiable, conforme a lo establecido en el artículo 53 de la Ley 142 de 1994.
 - El sistema de información que desarrolle la SSPD será único para cada uno de los servicios públicos, actividades inherentes y actividades complementarias de que tratan las Leyes 142 y 143 de 1994, y tendrá como propósitos:
 - Evitar la duplicidad de funciones en materia de información relativa a los servicios públicos.
 - Servir de base a la Superintendencia de Servicios Públicos en el cumplimiento de sus funciones de control, inspección y vigilancia.
 - Apoyar las funciones que deben desarrollar los agentes o personas encargadas de efectuar el control interno, el control fiscal, el control social, la revisoría fiscal y la auditoría externa.
 - Apoyar las funciones asignadas a las Comisiones de Regulación.
 - Facilitar el ejercicio del derecho de los usuarios de obtener información completa, precisa y oportuna, sobre todas las actividades y operaciones directas o indirectas que se realicen para la prestación de los servicios públicos.

4.4.1. Ley 1150 de 2007

El artículo 29 de esta Ley establece que todos los contratos en que los municipios o distritos entreguen en concesión la prestación del servicio de alumbrado público a terceros, deberán sujetarse en todo a la Ley [80](#) de 1993, contener las garantías exigidas en la misma, incluir la cláusula de reversión de toda la infraestructura administrada, construida o modernizada, hacer obligatoria la modernización del Sistema, incorporar en el modelo financiero y contener el plazo correspondiente en armonía con ese modelo financiero. Establece así mismo que se diferenciará claramente el contrato de operación, administración,

modernización, y mantenimiento de aquel a través del cual se adquiera la energía eléctrica con destino al alumbrado público, que se regirá por las Leyes 142 y [143](#) de 1994. Se define que la CREG debe regular el contrato y el costo de facturación y recaudo conjunto con el servicio de energía de la contribución creada por la Ley 97 de 1913 y 84 de 1915 con destino a la financiación de este servicio especial inherente a la energía.

4.4.2. *Ley 1215 de 2008*

Esta Ley adiciona un numeral al artículo 89 de la Ley 142, que establece que quienes produzcan energía eléctrica como resultado de un proceso de cogeneración, entendido este como la producción combinada de energía eléctrica y energía térmica que hace parte integrante de su actividad productiva, podrán vender excedentes de electricidad a empresas comercializadoras de energía. Comete a la CREG establecer los requisitos y condiciones técnicas que deben cumplir los procesos de producción combinada de energía eléctrica y energía térmica para que sean considerados un proceso de cogeneración y la metodología para la remuneración del respaldo que otorga el Sistema Interconectado Nacional a los Cogeneradores, la cual debe reflejar los costos que se causan por este concepto.

4.4.3. *Ley 1376 de 2010*

La Ley 1376 dispone la vigencia del Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales Interconectadas, Faer, creado por el artículo 105 de la Ley 788 de 2002 hasta el 31 de diciembre de 2018, cometiendo a la CREG la realización de los ajustes necesarios a la regulación vigente. La ley dispone que los recursos económicos del Fondo se destinarán a financiar planes, programas y proyectos priorizados de inversión para la construcción de la nueva infraestructura eléctrica y para la reposición y rehabilitación de la existente en Zonas de Difícil Gestión y Zonas Rurales de Menor Desarrollo, con el propósito de ampliar la cobertura, mejorar la calidad y continuidad del servicio y procurar la satisfacción de la demanda de energía en las Zonas Interconectadas.

4.4.4. *Ley 1428 de 2010*

Modifica el artículo 3 de la Ley 1117 de 2006 en relación con la aplicación de los subsidios a los usuarios de estratos 1 y 2 de los servicios de Energía Eléctrica y Gas Combustible por redes de tubería, pasando el subsidio de estrato 1 de 50% a 60% y el de estrato 2 de 40% a 50%, con aplicación desde el 1 de enero de 2011.

4.4.5. *Ley 1430 de 2010*

La Ley 1430 de 2010 modifica el esquema de contribuciones del sector industrial.

Establece que para los efectos de la sobretasa o contribución especial en el sector eléctrico de que trata el artículo 47 de la Ley 143 de 1994, se aplicará para los usuarios industriales, para los usuarios residenciales de los estratos 5 y 6, y para los usuarios comerciales, el veinte por ciento (20%) del costo de prestación del servicio.

Los usuarios industriales tendrán derecho a descontar del impuesto de renta a cargo por el año gravable 2011, el cincuenta por ciento (50%) del valor total de la sobretasa a que se refiere el presente párrafo. La aplicación del descuento aquí previsto excluye la posibilidad de solicitar la sobretasa como deducible de la renta bruta.

A partir del año 2012, esos sujetos no serán sujetos del cobro de esta sobretasa. Así mismo, el gobierno establecerá quién es el usuario industrial beneficiario del descuento y sujeto de la presente sobretasa.

4.4.6. *Decreto 3734 de 2003*

En el año 2003 el Ministerio de Minas y Energía condicionó la liberalización del límite para ser usuario no regulador por parte de la CREG al establecer que si como consecuencia de esa medida se afectaban los ingresos del distribuidor o la tarifa a los usuarios regulados. El Decreto indica que en "aras de proteger el mercado" la regulación deberá establecer una

relación simétrica en la asignación de responsabilidades entre los agentes en la prestación del servicio universal, en todos sus parámetros incluyendo pérdidas y la forma de cobro del cargo de comercialización.

El Decreto establece que la CREG deberá incluir en la definición de cargos de comercialización los siguientes costos y/o riesgos: (a) Por ser comercializadores de última instancia; (b) por la gestión que deben realizar los comercializadores cuya demanda comercial se calcula con base en balances de energía, para verificar el sistema y los registros medición de clientes y fronteras de otros comercializadores; (c) las responsabilidades relacionadas con la asignación y cálculo de las pérdidas de energía

Se establece que el número mínimo de usuarios de estratos socioeconómicos 1, 2 y 3 (urbanos y rurales) que debe incorporar un Comercializador a su base de clientes se determinará de forma tal que se equilibren los consumos promedio de los usuarios de los Comercializadores en un Área de Comercialización. El número de usuarios se determinará de acuerdo con los siguientes criterios y parámetros: (a) La relación entre los consumos promedios de los usuarios regulados de un Comercializador en un Área de Comercialización y los consumos promedio de todos los usuarios regulados de la respectiva Área de Comercialización; (b) El número de usuarios regulados de los estratos residenciales 4, 5 y 6 y los no residenciales de la base de clientes del Comercializador; (c) La distribución de los usuarios de los estratos 1, 2 y 3 del Área de Comercialización se debe reflejar en el número de usuarios que debe incorporar a su base de clientes el respectivo Comercializador; (d) El cargo de comercialización que apliquen los Comercializadores en un Área de Comercialización será el que resulte de considerar el consumo del número total de usuarios regulados.

Este Decreto realmente pone en cuestión las competencias que la Leyes 142 y 143 asignaron a la CREG sobre la materia, ya que entre sus competencias esté el establecer los límites para ser usuario no regulado.

4.4.7. *Decreto 2696 de 2004*

En 2004, el Gobierno dictó el Decreto 2696 en el que define un conjunto de reglas mínimas para garantizar la divulgación y la participación en las actuaciones de las Comisiones de Regulación. El Decreto incorpora importantes aspectos relacionados con el Acceso a la Información, Agenda Regulatoria, Resoluciones de carácter general, obligatoriedad de realizar un Informe de Gestión y de Resultados.

El artículo 13 del decreto mencionado establece que las Comisiones deben realizar cada tres años un "estudio del impacto del marco regulatorio en su conjunto, sobre la sostenibilidad, viabilidad y dinámica del sector respectivo". De otra parte, por su importancia dentro de los objetivos de esta evaluación se ha incluido el análisis de los intercambios de energía que se han venido realizando en el marco de la Decisión CAN 536.

Es un Decreto que marca un antes y un después en lo que atañe a la calidad del proceso regulatorio colombiano, tema que será analizado en otro informe.

4.4.8. *Decretos 387 y 4977 de 2007*

Mediante el Decreto 387 de 2007, ajustado por el Decreto 4977 del mismo año, el Gobierno Nacional estableció varias disposiciones "pretendiendo corregir las distorsiones a la competencia que se venía dando en la comercialización del mercado regulado":

1. Las fórmulas tarifarias deben reconocer el costo de la energía adquirida por los Comercializadores Minoristas que atienden Usuarios Regulados, y que dicha energía deberá ser adquirida a través de los mecanismos de mercado establecidos por la CREG.
2. Las pérdidas de energía totales de un Mercado de Comercialización que se apliquen para efectos del cálculo de la demanda comercial de los Comercializadores

Minoristas que actúen en dicho Mercado, se distribuirán entre éstos a prorrata de sus ventas.

3. La fórmula tarifaria incluirá un Costo Base de Comercialización que remunerará los costos fijos de los Comercializadores Minoristas y un margen de Comercialización que refleja los costos variables de la actividad.
4. La CREG reconocerá al Operador de Red el costo eficiente del Plan de reducción de Pérdidas No Técnicas, el cual será trasladado a todos los Usuarios Regulados y No Regulados conectados al respectivo Operador de Red.
5. La CREG adoptará los mecanismos que permitan dar cumplimiento a lo establecido en el artículo 3o de la Ley 1117 de 2006 (sobre subsidios).

El decreto define la actividad de comercialización minorista como “*la actividad que consiste en la intermediación comercial entre los agentes que prestan los servicios de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica y los usuarios finales de dichos servicios, bien sea que esa actividad se desarrolle o no en forma combinada con otras actividades del sector eléctrico, según lo dispuesto por la regulación y la ley.*” El comercializador minorista es el “*Generador-comercializador*”, *distribuidor-comercializador* o *comercializador que desarrolla la actividad de comercialización minorista*”.

4.4.9. Decreto 2424 de 2006

Regula la prestación del servicio de alumbrado público y las actividades que realicen los prestadores de ese servicio. Establece que los municipios o distritos son los responsables de la prestación del servicio de alumbrado público. El municipio o distrito lo podrá prestar directa o indirectamente, a través de empresas de servicios públicos domiciliarios u otros prestadores del servicio de alumbrado público.

4.4.10. Decreto 388 de 2007 y Decretos 1111 y 3451 de 2008: Políticas y Directrices para asegurar la cobertura del servicio

El Gobierno Nacional, en el Decreto 388 de 2007, modificado por los Decretos 1111 y 3451 de 2008, fijó las políticas y directrices relacionadas con el aseguramiento de la cobertura del servicio de electricidad, que debía seguir la CREG al fijar la metodología de remuneración de la actividad de distribución para el período 2008 – 2013. Estas políticas y directrices pueden resumirse así:

3. *Minimizar diferencias tarifarias:* Con el fin de “*aproximar, hasta donde fuere posible, los cargos por uso que enfrentan los usuarios finales del Sistema Interconectado Nacional*”⁸, se ordenó la conformación de Áreas de Distribución o ADD. Éstas están definidas como el “*conjunto de redes de transmisión regional y/o distribución local destinado a la prestación del servicio en zonas urbanas y rurales, que son operadas por uno o más Operadores de Red y que se conforman teniendo en cuenta la cercanía geográfica de los mercados atendidos y el principio de neutralidad establecido en la ley*”⁹.
4. *Procurar la Universalización del Servicio,* entendiendo por tal el “*objetivo consistente en ampliar la cobertura del servicio eléctrico a toda la población, así como, garantizar el sostentimiento de dicho servicio a la población ya cubierta por el mismo, teniendo en cuenta criterios técnicos y económicos*”¹⁰. Para ello, se establecen los siguientes lineamientos:

⁸ Decreto 388 de 2008, Artículo 3.

⁹ Decreto 388 de 2008, Artículo 1.

¹⁰ Ibídem.

- e. Reconocimiento de la totalidad de la red que se encuentre en operación y su reposición, para asegurar la continuidad del servicio; sólo por excepción y por razones de eficiencia, puede reconocerse un menor valor.
- f. Para proyectos de expansión cuyo costo sea inferior al costo medio vigente:
 - iii) Se establece la posibilidad de realizar convocatorias públicas y la remuneración será la resultante de la convocatoria;
 - iv) Si no se utilizan convocatorias, se prevé la actualización inmediata de los cargos por uso.
- g. Elaboración del Plan Indicativo de Expansión de la Cobertura a cargo de la UPME.
- h. Limitaciones a cambios entre niveles de tensión y conexión, para no afectar las condiciones de conexión y acceso de todos los usuarios.

4.4.11. Decretos 1122, 1123, 1124, 2220 y 4813 de 2008 y Decreto 4926 de 2009

- Decreto 1122 de 2008: Reglamenta el Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales Interconectadas, FAER.
- Decreto 1123 de 2008: Reglamenta el Programa de Normalización de Redes Eléctricas, financiado hasta con un 20% del recaudo de los recursos del Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales Interconectadas, FAER, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 1o de la Ley 1117 de 2006 y con los recursos previstos en el artículo 68 de la Ley 1151 de 2007, con los ajustes establecidos en la Resolución CREG-003-2008
- Decreto 1124 de 2008: Reglamenta el Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas – FAZNI
- Decreto 2220 de 2008: Determina el procedimiento para la contratación de áreas de servicio exclusivo para la prestación del servicio público de energía eléctrica en las Zonas No Interconectadas.
- Decreto 4813 de 2008: Modifica el Decreto 1124 de 2008.
- Decreto 4926 de 2009: Modifica el Decreto 1123 de 2008, que reglamenta el Programa de Normalización de Redes Eléctricas.

4.4.12. Decreto 3414 de 2009

La Resolución CREG 119-2007 se aprobó en el marco de lo dispuesto por el Decreto 387 del mismo año. Sin embargo, la aplicación de un cargo fijo por factura implica un aumento del cargo de comercialización para los usuarios de bajos consumos y por lo tanto tiene impacto en los subsidios requeridos del Presupuesto General de la Nación.

Es así que el Decreto de 2009 señala:

“ Que la implementación del Costo Base de Comercialización, como componente de la fórmula tarifaria, que remunera los costos fijos de las actividades desarrolladas por los Comercializadores Minoristas de energía eléctrica que actúan en el Mercado Regulado, tiene como efectos el incremento tarifario del cargo de comercialización; lo cual impacta directamente el Presupuesto General de la Nación, debido al incremento de subsidios en los estratos I y II, en un cálculo aproximado de 210.000 millones de pesos para la vigencia fiscal de 2008.”

Como consecuencia de ello, el Decreto establece que *“La Comisión de Regulación de Energía y Gas, al adoptar la metodología de remuneración de la actividad de comercialización sólo aplicará lo dispuesto por el literal g) del artículo 3o del Decreto 387 de 2007, si al momento de aprobar dicha metodología, el Ministerio de Minas y Energía establece que a la luz de lo previsto en el Marco de Gasto de Mediano Plazo, dispondrá de*

los recursos necesarios para sufragar los gastos adicionales por concepto de subsidios a la demanda.”

4.4.13. Reglamentación Técnica

Los reglamentos técnicos que rigen las actividades del sector han sido emitidos por el Ministerio de Minas y Energía, de acuerdo con las competencias que le asigna la ley.

El Artículo 79 de la Ley 142 de 1994 establece que corresponde al Ministerio de Minas y Energía señalar los requisitos técnicos que deban cumplir las obras, equipos y procedimientos de las empresas de servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica y gas combustible, y el Numeral 4º del Artículo 3º del Decreto 070 de 2001 señala que compete al Ministerio de Minas y Energía adoptar los reglamentos y hacer cumplir las disposiciones constitucionales, legales y reglamentarias relacionadas con el sector minero energético.

5. CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL SECTOR DE ENERGÍA ELÉCTRICA COLOMBIANO

Al comienzo de la década del 1990, Colombia inició un importante proceso de reforma estructural de su economía incluyendo importantes incentivos a la participación privada, apertura comercial, legislación laboral, política cambiaria. El sector energético no fue la excepción y es en ese contexto que se dictaron las Leyes 142 y 143 de 1994, las que constituyen los pilares de la reforma estructural del sector eléctrico. La Ley 142 establece el régimen de servicios públicos domiciliarios en general, mientras que la Ley 143 establece el marco regulatorio del sector eléctrico.

Con anterioridad a las Leyes 142 y 143, el sector se caracterizaba por:

- Escasa participación del sector privado, siendo operado por la Sociedad de Interconexión Eléctrica (ISA), cuyos accionistas eran las 4 principales empresas públicas de distribución de energía eléctrica: Empresas Públicas de Medellín (EPPMM), Empresa de Energía de Bogotá (EEB), la Corporación Autónoma del Valle del Cauca (CVC), y el ICEL;
- Fuerte endeudamiento del sector público para financiar las ampliaciones de infraestructura;
- Alta dependencia de la generación hídrica;
- Baja disponibilidad del parque térmico existente;
- Elevados niveles de pérdidas;
- Escasa transparencia en los procesos de formación de precios y tarifas. Precios fijados por el Gobierno, a través del Ministerio de Minas y Energía (MME);
- Bajos niveles de eficiencia en la gestión empresarial;
- Falta de garantías para proteger los derechos de los usuarios.

Dadas estas características de la industria, los objetivos fundamentales de las reformas efectuadas se resumen en:

- Atraer capital privado para el sector, reduciendo la carga para las arcas del sector público;
- Aumentar los niveles de eficiencia económica de las empresas del sector, introduciendo competencia en aquellos segmentos donde fuese posible (generación y comercialización) y regulando los segmentos de características monopólicas (transporte y distribución);
- Garantizar el abastecimiento energético del país, a través de una oferta flexible y diversificada;

-
- Protección de los derechos de los usuarios;
 - Mejorar la calidad de los servicios prestados;
 - Transparencia en la asignación de costos;
 - Promover la sostenibilidad financiera:
 - Incentivo a la inversión privada
 - Tarifas que reflejen los verdaderos costos de provisión del Servicio
 - Alinear precios con costos de producción
 - Garantizar la sostenibilidad social: subsidios claros y transparentes
 - Separar las funciones del Estado como empresario y Regulador, y promover la inversión privada.

Algunos de los rasgos centrales de la regulación introducida por las Leyes 142 y 143 de 1994 y la normativa posterior son los siguientes:

- Separación de actividades de la cadena: generación, transporte, distribución y comercialización, limitando la integración vertical
- Acceso abierto a la infraestructura
- Creación de organismos estatales específicos para el ejercicio de la función regulatoria, en pos de promover la libre competencia, la prevención del abuso de posición dominante, buscando la eficiencia y calidad de la prestación del Servicio.
- Promoción de la participación del sector privado en las nuevas inversiones
- Criterios económicos de tarificación de modo de promover la eficiencia y permitir equilibrio económico-financiero de las empresas.

La reforma del sector eléctrico colombiano iniciada en el año 1994 constituye un avance importante en la provisión de los servicios públicos. La reforma procuró conjugar al mismo tiempo objetivos de eficiencia, sostenibilidad y equidad, objetivos que no son sencillos de armonizar.

A diferencia de muchos países latinoamericanos que reformaron su sector eléctrico adaptando a sus necesidades el modelo chileno (Millán, 2006), Colombia optó por un modelo similar al de Inglaterra y Gales. En efecto, el modelo aplicado para organizar el mercado mayorista descansa en tres pilares:

- un sistema de ofertas de precios sin discriminación entre generadores térmicos e hidro
- un despacho uninodal
- fomento de la competencia a través de la presencia de comercializadores y la liberalización de la demanda.

En las siguientes secciones se aborda el análisis conceptual de las principales resoluciones emitidas por la CREG entre los años 2008 y 2010, a fin de permitir la posterior evaluación del impacto regulatorio sobre el sector. A tal fin, se considerarán los aspectos críticos que tengan incidencia sobre la sostenibilidad, viabilidad y dinámica del Sector en todos sus eslabones (generación, transporte, distribución y comercialización). Entre esos aspectos críticos se tuvieron en cuenta: Incentivos a la Inversión, Reglas de Formación de Precios, Condiciones de Acceso y Competencia, y Regulación de Calidad y Control de Gestión.

III - MERCADO MAYORISTA

1. OBJETIVOS REGULATORIOS

1.1. Confiabilidad – Seguridad de Abastecimiento de la demanda

La CREG ha emitido una serie de resoluciones de forma de cumplir con los objetivos establecidos por el legislador, en particular en lo que respecta la Ley 1151 de 2007, que impone desarrollar el marco regulatorio que incentive la inversión en expansión de la capacidad de generación. La Ley es aún más específica y establece consolidar el marco regulatorio del cargo por confiabilidad mediante la estructuración de subastas de energía firme como esquema fundamental, para la entrada de nuevos proyectos de generación de energía eléctrica.

Para analizar la implementación del CxC hay que tener en cuenta que en cualquier mercado suceden procesos cíclicos de expansión, en los cuales la señal de inversión la conforman el crecimiento de la demanda, los precios del mercado spot (bolsa), y los precios y duración de los contratos. Altos precios en el mercado spot constituyen rentas de escasez, que en mercados como el de energía eléctrica, en los que la instalación de capacidad adicional requiere altos niveles de inversión y prolongados períodos de construcción, no constituyen necesariamente una señal oportuna. La existencia de contratos de energía de muy largo plazo mitiga parcialmente el riesgo en la inversión, al permitir que la señal de precios futuros apalanque la expansión; no obstante la incertidumbre de los precios de los combustibles en períodos relativamente largos puede limitar la duración de estos contratos a períodos relativamente cortos.

Este problema que es estructural en los mercados de energía eléctrica se agrava cuando se presentan los siguientes eventos: i) existencia de un parque de generación con un alto componente de generación hidráulica que atiende la demanda la mayor parte del tiempo, pero que adolece de marcada estacionalidad, como es el caso colombiano; ii) Los aportes hídricos están sometidos a contingencias climáticas, iii) No toda la demanda esté contratada; iv) La demanda sea inelástica a los precios.

Por ejemplo, si se dispone de un parque de generación con una componente hidráulica alta, de marcada estacionalidad y baja regulación (capacidad de embalse real baja), como es el caso colombiano, y adicionalmente dicho parque enfrenta contingencias hidrológicas como el denominado fenómeno de “El Niño” o fenómeno del Pacífico (sequías sin un periodo claramente definido), se requiere de un parque de reserva que permita superar dichas estacionalidades o contingencias.

Si no toda la demanda está contratada, parte del riesgo de escasez queda a cargo de la demanda, sin que ésta pueda gestionarlo.

Finalmente, si la demanda es inelástica a los precios, ello implica que en situaciones de escasez no basta con subir los precios de la energía, sino que es preciso racionar.

Inicialmente el problema anteriormente descripto se trató mediante la aplicación del denominado **Cargo por Capacidad**. Este cargo constituyó un ingreso para los generadores que, como resultado de una simulación de la operación del sistema, en un año determinado le daban un soporte a la capacidad del sistema cuando éste enfrentaba situaciones extremas.

Este esquema presentó las siguientes limitaciones, entre otras:

- La asignación de recursos del Cargo por Capacidad no se reflejaba en un compromiso soportado, para que en una situación de escasez real los adjudicatarios asumieran compromisos claros frente a la demanda, que garantizaran los resultados de la simulación.

-
- La calidad de la información y el detalle de la forma como se modelaba el sistema dejaba espacio para arbitrar las asignaciones.
 - El valor remunerado era un cálculo estimado del regulador.
 - La asignación era anual, lo cual no constituía una señal de largo plazo para un inversionista.

El mecanismo planteado para la remuneración por concepto de Cargo por Confiabilidad conserva los principios fundamentales y los objetivos buscados por el Cargo por Capacidad, pero adicionalmente, “permite a los agentes generadores, tanto térmicos como hidráulicos y de otras tecnologías, la autovaloración de sus recursos de generación, eliminando el procedimiento centralizado de determinar el valor de agua y los costos variables de generación y vincula de manera consecuente, esta valoración con el mercado ocasional.”

El instrumento del Cargo por Confiabilidad cumple además con los siguientes aspectos:

- Se determina claramente **el producto** que se pretende remunerar, denominado Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad (ENFICC).
- Se establece un mecanismo de asignación de mercado.
- Se adopta un esquema de garantías acordes con los compromisos y la remuneración recibida por los adjudicatarios del Cargo por Confiabilidad.

Mediante los denominados Anillos de Seguridad se establecen mecanismos que permiten ajustar los requerimientos tanto de la demanda como de la oferta.

El mismo objetivo regulatorio de garantizar la confiabilidad en el abastecimiento de la demanda fundamentó a criterio de la CREG, y en el marco de las resoluciones aprobadas por el Ministerio de Minas y Energía, la aprobación de un conjunto de normas transitorias para reducir la probabilidad de déficit durante el evento “El Niño” enfrentado en el segundo semestre de 2009 y primer semestre de 2010.

1.2. Recuperación de los costos de arranque y parada de unidades térmicas

Además de la implementación del Cargo por Confiabilidad y sus ajustes, en el período 2008-2010 la CREG realizó ajustes para asegurar el objetivo de cubrimiento de los costos de arranque y parada de las unidades térmicas, reduciendo el riesgo que enfrentan los agentes al formular sus ofertas a la Bolsa y mejorando la competencia entre unidades térmicas e hidráulicas.

2. INSTRUMENTOS REGULATORIOS

2.1. Soluciones metodológicas implementadas por la CREG

2.1.1. El Cargo por Confiabilidad

El Cargo por Confiabilidad fue inicialmente regulado por Resolución CREG 071 de 2006.

A continuación se realiza un análisis general de los elementos que integran el esquema del Cargo por Confiabilidad:

- **El producto**

Históricamente aproximadamente el 65% de la energía producida en Colombia es de origen hidro y está, por lo tanto, expuesto a contingencias climáticas cuando tales contingencias conllevan situaciones de sequías, se requiere la disponibilidad de energía diferente a la hidráulica. La CREG estableció el concepto de Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad (ENFICC), definida como la máxima energía eléctrica que es capaz de entregar una planta de generación durante un año de manera continua, en condiciones extremas de bajos caudales. En recientes desarrollos regulatorios la CREG ha introducido otros conceptos

tendientes a hacer más operativo el concepto de ENFICC, en especial en situaciones de escasez.

El esquema de CxC consiste en remunerar la disponibilidad de la energía firme de los generadores. La energía firme de un generador hidráulico depende de la disponibilidad de las máquinas, la capacidad de sus embalses y de cómo han sido históricamente los aportes hidrológicos en sus plantas en condiciones de sequía. La energía firme de un generador térmico depende de la disponibilidad de la máquina y de los combustibles que requiere para operar.

En el esquema adoptado, los generadores declaran cual es su ENFICC (Es la máxima energía eléctrica que es capaz de entregar una planta de generación continuamente, en condiciones de baja hidrología, en un período de un año), esto es la energía firme que están dispuestos a comprometer para garantizar la confiabilidad del sistema cuando se presenten condiciones críticas; en contraparte el sistema les remunera mediante una prima mensual denominada el Cargo por Confiabilidad. La ENFICC se mide en forma independiente; la declarada es verificada por el operador.

Como parte del esquema se adoptó un mecanismo para asignar a cada generador la cantidad de energía firme con que se va a comprometer con el sistema, a tales cantidades se les denomina Obligaciones de Energía Firme (OEF) y el mecanismo de formación de precio del Cargo por Confiabilidad (precio de la prima). Adicionalmente se adoptó una forma objetiva para determinar que se ha presentado una situación crítica del sistema.

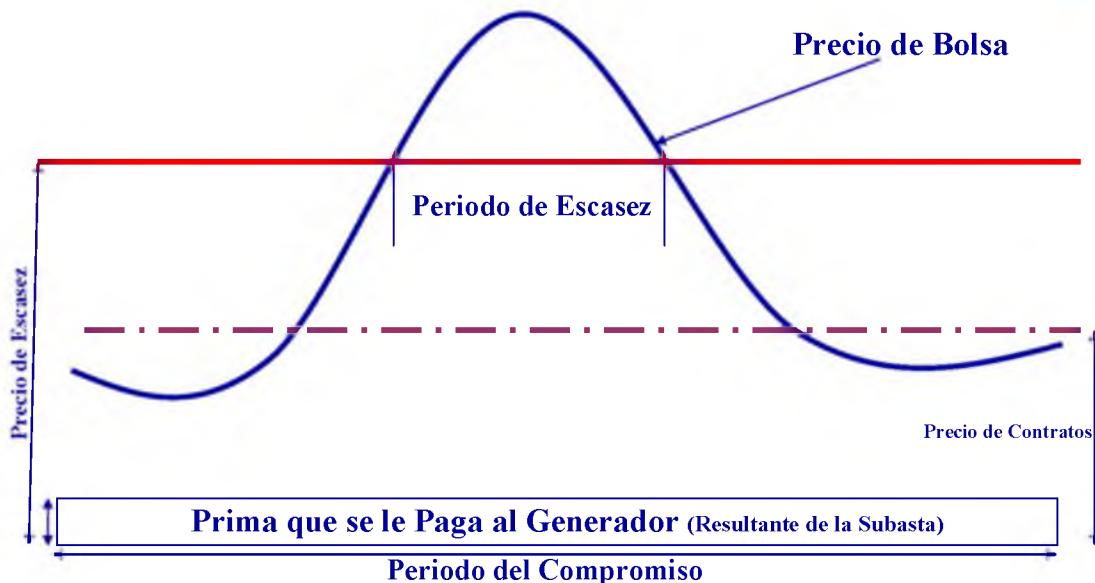
- **Definición de la Situación Crítica**

En un ambiente de mercado, la abundancia o escasez de un bien determina el precio del mismo, por lo cual el precio conforma la señal que brinda la mayor información sobre su disponibilidad.

Utilizando este principio, la CREG adoptó el concepto de precio de escasez (PE) de la energía eléctrica. De tal forma que si el precio de bolsa alcanza al menos en una hora de un día el denominado PE, es obligación que el generador entregue físicamente la OEF correspondiente en ese día.

Si el PE adoptado es demasiado alto, puede no dar una señal oportuna para que los agentes den un manejo adecuado de sus recursos. En el caso de los generadores hidráulicos deben contar con suficiente agua para respaldar su compromiso, en el caso de los generadores térmicos, deben tener la máquina y los combustibles que requieren.

El PE debe estar ajustado para que identifique una escasez real con la debida oportunidad. El PE se estableció basado en los costos de las plantas más costosas del sistema. La idea es que se espera que el precio de escasez permita recuperar los costos variables (costo del combustible) o gran parte de ellos. Adicionalmente se estableció un indexador para el precio de escasez permita modular el riesgo en la variación de los precios de los combustibles líquidos.

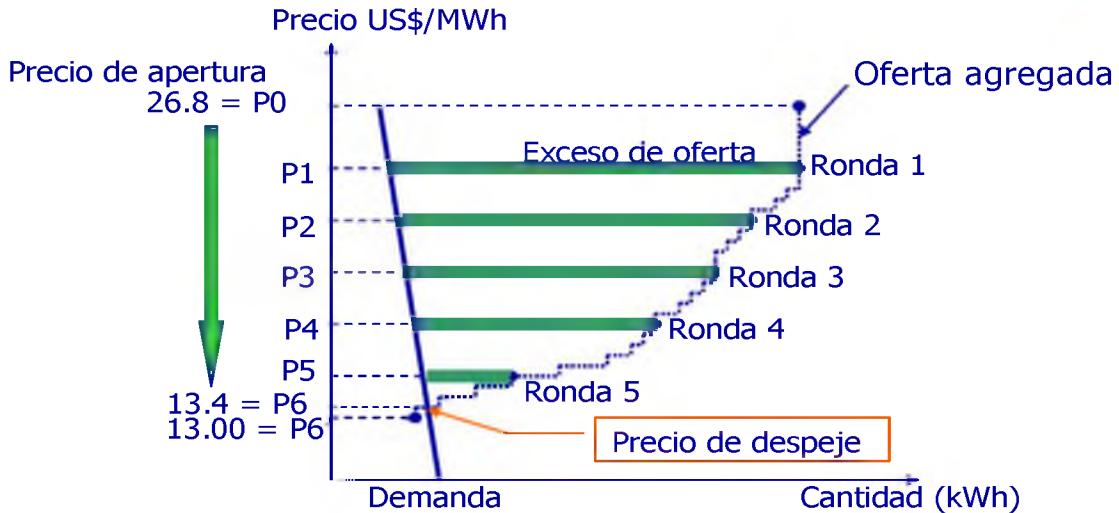


- **Mecanismo de Asignación**

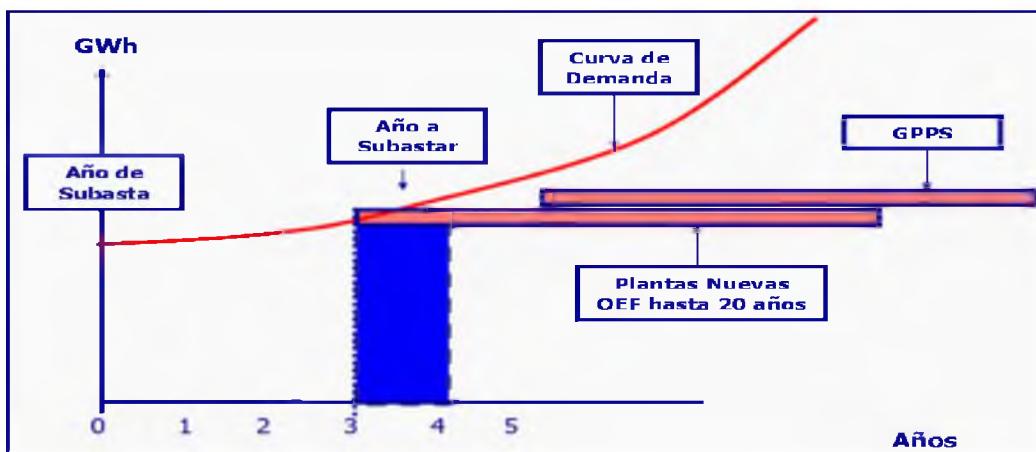
Cada agente que aspire a ser remunerado con CxC debe pasar por un proceso frente a la CREG para declarar su disponibilidad de ENFICC, acompañada por una declaración de los parámetros de las plantas que permite verificar tal ENFICC. Con base en las proyecciones de demanda realizadas por la Unidad de Planeación Minero Energética - UPME, la CREG determina las necesidades de energía que considera deben ser cubiertas en un año futuro determinado, a dicho valor se le denomina la Demanda Objetivo y para esta demanda define un precio, denominado costo de entrada (CE), en función de este punto se caracteriza una curva de demanda (cantidades y precios), con la cual se realiza una subasta de reloj descendente la cantidad total de energía firme adquirida por el sistema, la asignación de OEF para cada oferente y el precio de a prima que se pagará a cada adjudicatarios de OEF.

La subasta se inicia a partir de un precio suficientemente alto (dos veces el costo de entrada) para garantizar la concurrencia de suficiente oferta, en el desarrollo de la subasta el precio se va disminuyendo consecutivamente, permitiendo que simultáneamente la oferta se vaya ajustando a los nuevos precios, este proceso continua hasta que la cantidad ofertada se cruce con la curva de demanda establecida previamente. El punto de cruce de la curva de oferta y la curva de demanda define las cantidades de OEF adjudicadas a cada oferente y el precio al que se les remunerará tales cantidades.

Con el fin de garantizar el éxito de las subastas y controlar posible poder de mercado, se establecieron una serie de reglas diferenciales para las plantas existentes con relación a las aplicables a nuevos proyectos, tales como: adquirir sus OEF por el término de un año, por tanto se ven sometidos a los resultados de cada proceso de subasta tanto en las variaciones de los precios como en las cantidades adjudicadas que resulten de cada proceso de subasta, son tomadores de precio, se pueden retirar de la subasta solamente cuando el precio de la misma llegue a un límite inferior dado.



Los agentes que deben desarrollar nuevos proyectos para cumplir sus OEF, reciben el Cargo por Confiabilidad por la cantidad resultante de la subasta, al precio de cierre de la misma y hasta por un término de veinte años según lo haya requerido en su oferta.



- **Subasta de las Generadores con Período de Planeación Superior (GPPS)**

Complementariamente a la subasta de reloj descendente, se ha desarrollado la subasta para los proyectos que por sus características técnicas requieren períodos de ejecución superiores al periodo entre la ejecución de la subasta y el inicio de las OEF, resultantes de dicha subasta. Previamente a la subasta de reloj descendente, los representantes de dichos proyectos GPPS declaran su ENFICC para años posteriores al año objetivo de la subasta de reloj descendente. Dependiendo del precio resultante de la subasta de reloj descendente, los propietarios de las GPPS mantienen o retiran su oferta. Si para un año determinado la oferta de ENFICC de las GPPS supera la demanda requerida, se desarrolla una subasta de sobre cerrado, adjudicándose a quienes requieran menor precio. Si la oferta agregada de ENFICC de las GPPS no supera la demanda de ENFICC requerida, se adjudica toda la ENFICC ofertada y al precio de cierre de la subasta de reloj descendente.

- **Anillos de Seguridad**

Se denomina así a un conjunto de instrumentos previstos para facilitar el cumplimiento de las OEF o el ajuste de las mismas de requerirlo el sistema:

- **Mercado Secundario**

Los generadores que disponen de ENFICC no comprometida pueden cubrir durante un periodo de tiempo determinado, total o parcialmente OEF propias o de otros generadores, que por razones de mantenimiento u otras razones (inclusive el incumplimiento en la entrada de un proyecto puede ser cubierto durante un periodo inferior a un año con ENFICC del mercado secundario) no puedan estar disponibles, para lo cual deben suscribir un contrato bilateral (cuando las OEF cubiertas son ajenas) o declararlo (cuando las OEF cubiertas son propias). Los contratos o declaraciones deben ser registrados en el MEM. Adicionalmente se implementó un sistema de información del mercado secundario que permite conocer el estado de disponibilidad de energía firme en el mercado secundario, los precios y las duraciones de las transacciones.

- **Demandas Desconectables Voluntariamente**

Este anillo de seguridad busca que la elasticidad de los usuarios, que disponen ya sea de medios alternativos para producir su energía eléctrica o de los mecanismos para gestionar su uso (porque son cogeneradores, o en ciertas condiciones pueden ser autogeneradores o simplemente pueden prescindir de su uso), en el evento de requerirse, encuentre una oportunidad económica al desistir de la garantía que le brinda el sistema frente a eventos de escasez. Tal y como está planteado, este anillo de seguridad requiere que el generador establezca un acuerdo bilateral con el comercializador que representa al usuario y lo registre en el MEM (Resolución CREG 063 de 2010). Uno de los elementos fundamentales de este anillo de seguridad es la medición de una línea base de los consumos de este tipo de usuarios para disponer de una referencia confiable en el evento de requerirse la medición de su no consumo.

- **Activos de Generación de Última Instancia**

Consiste en que un generador puede contratar o instalar recursos de generación, denominados de última instancia, que no estén transando energía mediante ninguno de los mecanismos previstos en el MEM, exclusivamente para cubrir sus OEF.

- **Subasta de Reconfiguración**

En el proceso de remuneración del CxC el riesgo de que la demanda sea mayor o inferior al pronóstico lo asume la demanda. En consecuencia se ha previsto el mecanismo denominado subastas de reconfiguración para gestionar este riesgo. Las mismas consisten en que con uno o dos años de anticipación a un año determinado, se revisan las proyecciones de demanda, para establecer si hay un exceso o defecto en las OEF adquiridas previamente para ese año. Tales excesos o defectos se subastarían en una subasta sencilla, la cual será de compra o venta de OEF, según sea el caso. Será de compra cuando el sistema deba adquirir más OEF (las proyecciones de demanda iniciales fueron inferiores a las nuevas proyecciones de demanda) y en las subastas de venta los generadores que disponen de OEF para el año en cuestión, pagarían al sistema por reducir dichas OEF.

- **Esquema de Garantías**

Para garantizar el cumplimiento de las obligaciones que se desprenden de la asignación de la ENFICC, la CREG estableció un esquema de garantías que deben ser presentadas por los oferentes en las diferentes etapas de asignación y desarrollo de los proyectos para asegurar el cumplimiento de los siguientes compromisos:

- La entrada en operación de una planta o unidad de generación nueva o especial.
- La contratación del suministro de combustibles y la contratación del transporte en firme de gas natural, en las cantidades necesarias para respaldar la OEF asignada.
- La disponibilidad continua de combustibles para la generación de plantas o unidades de generación térmica durante el período de vigencia de la OEF.
- La declaración de una ENFICC superior a la ENFICC Base para plantas de generación hidráulica.
- La declaración de una ENFICC superior debido a la mejora en el IHF.
- El pago de la comisión de éxito de la promoción de la subasta.

Estas garantías se caracterizan porque son ejecutables de forma inmediata e incondicional.

La Resolución CREG 061 de 2007¹¹ fijó inicialmente las normas sobre las garantías para el cumplimiento de las obligaciones asociadas al CxC, las cuales tienen las siguientes características:

- Se garantiza el máximo de los tres primeros años de obligaciones
- Se asumen todos los eventos a garantizar, siempre y cuando no se trate de la misma energía.
- Valor igual al monto a recibir por Cargo por Confiability
- Pueden ser presentadas en USD o en COP con una vigencia mínima de 1 año.
- Se aceptan cartas de crédito *Stand By Internacionales*.

Adicionalmente, se establecen las condiciones en las que se debe actualizar el valor de las garantías:

- Cuando después de una subasta o mecanismo de asignación que haga sus veces se modifiquen las OEF objeto de garantía para la planta o unidad de generación.
- Cuando se reporten o modifiquen los retrasos en el cronograma de construcción y puesta en operación de una planta nueva o especial.
- Cada vez que la tasa de cambio representativa del mercado presente variaciones mayores al diez por ciento (10%) del valor con que fue calculada la garantía vigente.
- Cada vez que se deban ajustar o reponer las garantías (Incluye la renovación de las mismas).
- Cuando se haya dado cumplimiento a alguno de los eventos garantizados y el Agente Generador solicite al ASIC la actualización del valor de la garantía.

Por otro lado, en caso de constituirse incumplimiento, el ASIC antes del vencimiento de la vigencia de las garantías procederá a hacerlas efectivas, enviando el aviso de incumplimiento al Garante respectivo. El ASIC es el encargado de llevar un registro actualizado de los eventos de incumplimiento que se presenten.

El dinero que reciba el ASIC como resultado de la ejecución de las garantías, así como los rendimientos generados, se asignan a cada uno de los comercializadores del SIN a prorrata

¹¹ Modificada por las Resoluciones CREG 094 de 2007, 029 de 2008, 037 de 2008, 075 de 2009 y 090 de 2009

de la demanda comercial como un menor costo de restricciones que debe ser trasladado a los usuarios finales.

- **Auditorias y Pruebas**

Complementario al esquema de garantías, se ha implementado una serie de auditorías a lo largo de todas las etapas del proceso para verificar que los parámetros declarados para la determinación de la ENFICC se ajustan a la realidad, a los sistemas de comunicación y demás de la subasta, al proceso de subasta, para verificar el ajuste de los cronogramas de avance de los nuevos proyectos con los cronogramas inicialmente presentados.

Adicionalmente se ha implementado un esquema de pruebas que garantizan que aquellas plantas que son remuneradas con cargo por confiabilidad y que no han operado en un término determinado lo hagan un cierto número de horas.

2.1.2. Resoluciones CREG asociadas al Cargo por Confiabilidad en el período 2008-2010

Si bien las normas fundamentales que regulan el mecanismo del Cargo por Confiabilidad fueron aprobadas en el año 2006, durante el período en análisis se aprobaron numerosas resoluciones relacionadas con la normatividad del Cargo por Confiabilidad.

Básicamente se corrigieron ambigüedades y errores de las normas originales y se realizaron ajustes asociados a la experiencia adquirida durante el período de incidencia del evento de El Niño.

La CREG ha orientado su trabajo en los siguientes sentidos:

- Perfeccionar los mecanismos para realizar las subastas (tanto la de reloj descendente, como la de GPPS).
- Viabilizar el uso de combustibles sustitutos en plantas existentes, ante la incertidumbre de la oferta de gas.
- Viabilizar la importación de gas natural para respaldar las OEF.
- Complementar el esquema del CxC para garantizar su adecuado funcionamiento ante el fenómeno del Niño (periodo 2009-2010, Medidas de Intervención y actual propuesta de Resolución CREG 146 de 2011)
- Flexibilizar el esquema al punto de permitir la cesión de compromisos de OEF.

A continuación se indican las principales modificaciones adoptadas en el período 2008-2010. En anexo se incluye un listado más completo de las resoluciones vinculadas al Cargo por Confiabilidad adoptadas en ese período, con una descripción de su contenido.

- **Resolución CREG 019 de 2008**

Esta resolución aclara ambigüedades en el procedimiento para la asignación de OEF a generadores que representen plantas o unidades de GPPS de la subasta, básicamente: en lo que refiere a la determinación del precio de cierre de la subasta cuando la función de demanda de OEF corta la función de oferta en un segmento horizontal, a la declaración de parámetros, el caso especial del proceso de subasta calificada como participación insuficiente, la selección del desarrollador para el caso de un proyecto con varios desarrolladores y precisiones en las reglas para realizar las asignaciones de OEF.

Igualmente, se complementa la definición de demanda objetivo y se corrige la situación en la cual una parte de la demanda objetivo quedaba descubierta, puesto que se le restaba la ENFICC de las plantas no despachadas centralmente pero no se les hacía la exigencia que tuvieran contratos de suministro de energía. También se ajustan los márgenes de demanda de energía (M1 y M2) de la función de demanda de energía firme.

- **Resolución CREG 029 de 2008**

Por la cual se define la oportunidad para la verificación de algunos parámetros para el cálculo de la ENFICC.

Estaba pendiente de definirse la oportunidad para verificar los parámetros a que se refiere la Resolución CREG - 079 de 2007, lo cual debía hacerse en cumplimiento del artículo 39 de la Resolución CREG – 071 de 2006, que dispuso verificar, durante el período de transición, todos los parámetros declarados por los agentes para las plantas y/o unidades de generación.

De otra parte, la Comisión encontró conveniente y necesario practicar la verificación permanente de algunos parámetros declarados por los agentes para el cálculo de la ENFICC de las plantas y/o unidades de generación que respaldan su obligación de energía firme, en consideración a que, por sus condiciones, son altamente variables: "Suministro de Combustible y Transporte de Gas natural" en los casos en que se presente copia de los respectivos contratos, "IHF Plantas Térmicas y Plantas Hidráulicas" y "Serie Histórica de Caudales Medios Mensuales de los Ríos del SIN".

La CREG también consideró necesario determinar la forma de verificación en los contratos de suministro y transporte en firme de gas natural o en los contratos de suministro de otros combustibles, las cantidades y los plazos suficientes para respaldar OEF y poder así expedir la certificación a que se refiere el inciso 3 del artículo 15 del Anexo de la Resolución CREG-061 de 2007;

La Resolución establece que los parámetros declarados para el cálculo de la ENFICC por los agentes que sean habilitados para participar en la primera subasta para la asignación de OEF y que resulten con OEF serán objeto de verificación de acuerdo con la Res. CREG 071 de 2006.

De igual forma, se verificarán los parámetros "Suministro de Combustible y Transporte de Gas Natural" en los casos en que se presente copia de los respectivos contratos, "IHF Plantas Térmicas y Plantas Hidráulicas" y "Serie Histórica de Caudales Medios Mensuales de los Ríos del SIN" declarados para las plantas y/o unidades de generación existentes que sean habilitados para la subasta y que resulten con OEF. El Centro Nacional de Despacho, CNO, es el encargado de contratar dichas verificaciones.

- **Resolución CREG 030 de 2008**

Esta resolución aclara algunas reglas de la Res. CREG 071 de 2006 relacionadas con la asignación de OEF, principalmente unifica la definición de demanda objetivo con las resoluciones expedidas para convocar subasta, adiciona la prohibición de modificar la información declarada para participar en la subasta, define la oferta y unifica la denominación de precio a considerar en la apertura de la subasta y se precisa que el exceso de oferta definido en el reglamento de la subasta aplica para el final de la ronda.

- **Resolución CREG 035 de 2008**

Mediante esta Resolución se permite que los agentes que declararon parámetros a 31 de marzo de 2008 incorporar información omitida en el período en que CREG solicita a los agentes aclaración de los parámetros declarados.

- **Resolución CREG 037 de 2008**

La Resolución CREG 037 de 2008 modifica lo referente a las garantías expedidas por entidades financieras del exterior, en el sentido de prever mecanismos expeditos y eficaces para resolver definitivamente cualquier disputa que pueda surgir en relación con la garantía, entre el ASIC en su calidad de beneficiario y el otorgante.

- **Resolución CREG 039 de 2008**

Esta Resolución aprueba el “Procedimiento Operativo y Técnico del Administrador de la Subasta para la Asignación de Obligaciones de Energía Firme – OEF”.

De acuerdo con el Reglamento de la Subasta para la asignación de OEF (Resolución CREG 102 de 2007) se dispuso que el Administrador de la Subasta podría elaborar los reglamentos necesarios para las actividades que le fueron encomendadas. En este sentido, se publica el procedimiento operativo y técnico del Administrador de la Subasta para la asignación de OEF aprobado por la CREG, presentado por el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales del Mercado de Energía Mayorista, ASIC, en su calidad de Administrador de la Subasta. Éste contiene, entre otros aspectos, el reporte y divulgación de información, las comunicaciones durante la subasta, las condiciones operativas de la subasta, y las características tecnológicas requeridas por los usuarios del sistema.

- **Resolución CREG 040 de 2008**

El Reglamento adoptado mediante esta Resolución, tiene por objeto establecer las condiciones y procedimiento para que los agentes o personas jurídicas que representan plantas y/o unidades de GPPS que participen en la subasta de sobre cerrado, el cual contiene, entre otros aspectos, el plazo para manifestar el retiro del proyecto por parte de los agentes, el contenido del sobre, tiempo de preparación, condiciones de entrega del sobre, forma de establecer el precio marginal, y entrega de garantías.

- **Resolución CREG 042 de 2008**

Esta resolución modifica, en primer lugar, el Reglamento de la Subasta para la asignación de OEF, adicionando a la regla de desempate prevista en el literal d) del Numeral 3.12.2 y la forma de cálculo de la diferencia entre la ENFICC de las plantas y la variable M1 (margen de demanda de energía) para efectos de determinar adecuadamente el caso especial de “competencia insuficiente”.

Se ajusta la regla sobre el porcentaje de demanda a asignar para cada año en la Subasta de Sobre Cerrado para GPPS, de acuerdo con la variable L(q) de la ecuación contenida en el literal a) del numeral 3 del Anexo 11 de la Resolución CREG-071 de 2006.

Por otro lado, se modifica la fecha para la entrega de contratos de combustible o garantías del cronograma para el reporte de información por parte de quienes querían ser habilitados para participar en la primera subasta para la asignación de OEF, y se ajustan las fechas del cronograma de actividades para participar en la subasta para la asignación de OEF con plantas GPPS.

- **Resolución CREG 056 de 2008**

Esta resolución modifica el proceso de asignación del Reglamento de la Subasta de Sobre Cerrado para participantes con Plantas y/o Unidades de Generación con Períodos de Construcción Superiores al Período de Planeación de la subasta del Cargo por Confidencialidad, GPPS.

En la Resolución CREG 101 de 2007, la CREG había adicionado a la Resolución CREG 071 de 2006 el anexo N° 11 (Procedimiento para la asignación de OEF a generadores que representan plantas o unidades de generación con períodos de construcción superiores al período de planeación de la subasta (GPPS). Adicionalmente la Resolución 101 ordenó que el ASIC propusiera a la CREG un Reglamento para la Subasta de Sobre Cerrado (para asignar las OEF a las GPPS). Con base en la propuesta elaborada por el ASIC y los comentarios que a la misma hicieron los agentes, la CREG adoptó mediante la Resolución 040 de 2008 dicho Reglamento. Ante solicitudes de los agentes la CREG decide modificar el Reglamento: se establece una metodología para optimizar el proceso de asignaciones de energía de GPPS, estableciendo un precio a la energía no asignada con un valor de referencia tal que plantas pequeñas no desplacen a plantas grandes o que se asigne

ENFICC a cualquier precio, lo que se consigue estableciendo un valor de referencia de 1.5 veces el precio máximo del cargo por confiabilidad. Adicionalmente se desarrollan otras definiciones como el concepto de año GPPS, Energía Firme para el Balance, Periodo GPPS.

El objetivo general buscado es disponer de una regla de asignación de las energías para las GPPS y determinar si se requiere o no realizar la subasta de sobre cerrado.

- **Resolución CREG 063 de 2010**

Por esta resolución se regula el anillo de seguridad del Cargo por Confiabilidad denominado Demanda Desconectable Voluntariamente.

Se definen las condiciones para que se establezcan contratos bilaterales entre los generadores y los comercializadores, estos últimos, en representación de un usuario o un grupo de estos. Igualmente se establecen las responsabilidades del ASIC, del CND y de los involucrados. Se prevén los ajustes requeridos para medir la DDV y su impacto en la disponibilidad del agente que la adquirió.

- **Resolución CREG 148 de 2010**

La Resolución CREG 085 de 2007 reglamentó, entre otros aspectos, el proceso de pruebas de disponibilidad, posteriormente la Resolución CREG 177 de 2008, reglamentó las pruebas de disponibilidad solicitadas discrecionalmente.

La Resolución CREG 138 de 2009 estableció aspectos adicionales de las pruebas cuando se emplean combustibles líquidos o carbón.

La Resolución CREG 148, permite que quien no dispone de un contrato de combustible pueda presentar un contrato de respaldo de la OEF del mercado secundario, adicionalmente establece las condiciones para ceder las OEF y la forma de remuneración de la generación de prueba.

- **Resolución CREG 161 de 2010**

Esta Resolución flexibiliza la opción de aquellos generadores que no disponen de contratos de combustible, ampliando la opción de recurrir a cualquiera de los anillos de seguridad o ceder en condiciones equivalentes la OEF sin respaldo de combustible a un agente que disponga de ENFICC no asignada.

- **Resolución CREG 181 de 2010**

Esta resolución adiciona y modifica disposiciones de la Resolución CREG 085 de 2007 y establece otras normas sobre el Cargo por Confiabilidad.

La Resolución busca establecer mecanismos para garantizar que durante el periodo de las OEF, los generadores que atienden dichas obligaciones con combustibles líquidos dispongan de los mismos. Dentro de las medidas establecidas está la de entregar el contrato de entrega de combustible, los contratos con terceros y un documento que muestre como se garantiza la disposición de la logística necesaria para disponer a tiempo del combustible. Adicionalmente se establece la necesidad de realizar verificación mediante una firma auditora.

Finalmente, la Resolución CREG 139 de 2011, entre otras disposiciones, limitó la participación en las subastas de plantas con precios superiores al precio de escasez.

2.1.3. Ajustes de la Regulación del Mercado Spot

En lo que se refiere a los ajustes a la regulación del mercado spot los ajustes realizados en el período se vinculan a la remuneración de las plantas inflexibles y los costos de arranque y parada.

La Resolución CREG 158 de 2008 estableció reglas para el precio a remunerar a las plantas o unidades térmicas asignadas en el despacho ideal de un día que al mismo tiempo fueron

requeridas por Generación de Seguridad Fuera de Mérito para dicho día, definiendo que en las horas en que la Generación de Seguridad Fuera de Mérito coincide con una inflexibilidad causada por características técnicas de la planta, la energía generada se remunerara al mayor valor entre el precio de reconciliación positiva y el precio de bolsa.

La Resolución CREG 08 de 2010 corrigió esta disposición estableciendo: "Durante los períodos horarios del día t en los cuales la planta térmica es inflexible en el despacho ideal, la energía generada se remunerará al mayor valor entre el precio de reconciliación positiva sin incluir los costos de arranque y parada y el precio de bolsa.", lo cual fue recogido finalmente en las disposiciones de la Resolución CREG 011 de 2010.

Para promover una mayor competencia en el mercado mayorista, se expidió la Resolución CREG 051 de 2009, modificada por las Resoluciones CREG-076 y 089 del mismo año, mediante las cuales la CREG procuró eliminar el riesgo de recuperación de los costos de arranque-parada de las plantas y/o unidades térmicas, estableciendo que la oferta en la bolsa tendría dos componentes: una componente con los precios variables y otra con los precios de arranque-parada.

Consistentemente con lo anterior, se definió un proceso de despacho de 24 horas incluyendo en la optimización los precios de arranque-parada de las plantas térmicas, buscando una mayor competencia entre recursos hidráulicos y térmicos.

De acuerdo con la solución implementada, el precio spot de mercado corresponderá al máximo precio variable ofertado por unidades no inflexibles. Se establece un *up-lift* a ser pagado por la demanda para remunerar los costos de operación de las unidades térmicas (calculados en base a las ofertas realizadas) que no son cubiertos por la remuneración recibida por la unidad con base en el precio spot).

2.1.4. Regulación del Mercado Mayorista ante la escasez de aportes asociada al fenómeno de El Niño

En el período comprendido entre los meses de mayo 2009 y junio 2010, Colombia enfrentó un evento de "El Niño", el cual trajo consigo reducciones considerables en los aportes hídricos a los embalses del Sistema Interconectado Nacional, SIN, y por tanto provocó, desde el mes de agosto de 2009, un importante incremento de la demanda de gas para el sector termoeléctrico.

Adicionalmente, se produjeron restricciones de transporte de gas natural entre la costa y el interior del país, las cuales conllevaron dificultades en el abastecimiento de la demanda del Interior. Esto llevó al Ministerio de Minas y Energía, MME, a decretar racionamiento programado de gas natural de forma indefinida a finales del mes de septiembre de 2009, mediante la Resolución MME 181654 de 2009.

Ese acto administrativo estableció un orden de prestación del servicio según el nivel de prioridad, de acuerdo con lo que se indica a continuación:

1. Atención de la demanda de gas natural para la operación de las estaciones compresoras del Sistema Nacional de Transporte.
2. Atención de la demanda de los usuarios residenciales y pequeños usuarios comerciales.
3. Atención de la demanda de gas natural para la producción de energía, en las plantas termoeléctricas del país.
4. Atención de la demanda de gas natural de los comercializadores de Gas Natural Vehicular.

Las cantidades restantes de gas natural se asignan a la atención de la demanda de gas natural con destino a exportaciones y la demanda de gas natural para la producción de

energía eléctrica con destino a otros países, de acuerdo con lo establecido en la propia resolución.

Posteriormente, el Ministerio expidió la Resolución MME 181686 de 2009 que adiciona a la Resolución 181654 de 2009, por la cual obliga a incluir en el despacho eléctrico las plantas térmicas de la Costa Atlántica y las plantas térmicas de carbón del interior como generación de seguridad a su máxima disponibilidad; también determina, entre otros aspectos, que los productores-comercializadores de Gas Natural deben cumplir con líquidos sus contratos firmes de suministro con plantas térmicas a gas duales, y que el precio (por unidad de energía) debe ser el mismo pactado en el contrato.

Debido a las necesidades de información surgidas sobre las cantidades racionadas y los sectores afectados, el MME encargó al CND realizar el balance diario de gas luego de la finalización de los ciclos de suministro y transporte, durante la vigencia del racionamiento programado. Ello a través de la Resolución 181739 de 2011.

A fines de 2009, el MME realizó distintos ajustes a las normas con relación a la forma de asignación del gas disponible.

Con fundamento en las resoluciones del Ministerio y a efectos de tener mayor confiabilidad en el suministro de la energía en la estación de verano 2009-2010, la CREG definió mediante la Resolución 137 de 2009 el establecimiento de un valor mínimo del agua embalsada según el riesgo de abastecimiento futuro de la energía. De esta forma adicionaba la energía garantizada con el esquema de mercado del Cargo por Confiabilidad. Asimismo, en esta Resolución se adoptó un esquema de seguimiento del Mercado de Energía Mayorista, consistente básicamente en la realización de análisis energéticos detectar si se degrada la confiabilidad en el abastecimiento de la demanda y en activar mecanismos para mantener el nivel de confiabilidad del Sistema.

La Resolución CREG 137 de 2009, fundamentada en la Resolución MME 181686, estableció además que no se exportaría energía eléctrica cuando el despacho para cubrir la demanda total doméstica requiriera generación de plantas térmicas con líquidos, o generación hidráulica que produjera una reducción del nivel de los embalses. Sin embargo, considerando que Ecuador también estaba presentando una situación de racionamiento de energía eléctrica, la Resolución CREG 148 de 2009 permitió realizar exportaciones de energía para cubrir generación de seguridad en Ecuador, haciendo uso de generación de plantas térmicas con líquidos que no se requieran para atender la demanda total doméstica.

La Resolución CREG 137 de 2009 determinó también la aplicación de los precios resultantes de aplicar la Resolución CREG 034 de 2001 cuando se requiriese forzar a un generador térmico a generar (esto fue derogado por la Resolución CREG 09 del 2010).

Otro aspecto relevante definido por la CREG en este período fueron los criterios de confiabilidad, establecidos mediante la recién citada Resolución CREG 09 de 2010, para el seguimiento de la evolución del embalse agregado que serviría de referencia para determinar si se alcanzaba degradación del nivel de confiabilidad, criterios que se debían aplicar hasta el mes de abril de 2010.

No obstante, a mediados del mes de marzo el IDEAM informó que se esperaba que el fenómeno del Niño continuara hasta el segundo semestre del año, por lo que la Resolución CREG 049 de 2010 amplió su aplicación hasta noviembre de 2010 y estableció un nivel mínimo de generación térmica (70 GWh/día) cuando el nivel de embalse agregado fuese inferior al 55% de la energía útil.

Dado que los aportes hidrológicos aumentaron al finalizar el mes de abril, lo que parecía indicar que el Fenómeno del Niño se aproximaba a su fin, la CREG, mediante las Resolución CREG 060 eliminó el requerimiento de generación térmica mínima. Sin embargo el mismo fue restablecido por Resolución CREG 068 de 2010, aunque con un valor menor, de 30GWh-día.

El seguimiento del mercado realizado por XM, en cumplimiento del mandato de la Resolución CREG 137 de 2009, encontró que los precios de la Bolsa de Energía no estaban reflejando el uso que se estaba dando a los recursos en el SIN ni la condición de escasez hidrológica presente.

La CREG atribuyó esta situación a diferentes percepciones de riesgo entre los agentes generadores y la demanda representada por los decisores (se tenía agentes generadores dispuestos a desembalsar a precios de agua relativamente bajos y demanda, adversa al riesgo debido a la situación de sequía presente y prevista, dispuesta a pagar para embalsar agua). Para conciliar estas posiciones dictó normas transitorias sobre funcionamiento del Mercado Mayorista de Energía y creó un compromiso para embalsar físicamente el agua requerida para atender demanda futura. Por el mismo, *"la cantidad de generación hidráulica evitada en el despacho del día t por la generación térmica requerida para cumplir la condición de generación térmica total se entenderá vendida al mercado al precio de oferta presentado por el agente para ese día conforme a lo establecido en esta Resolución, y será entregada posteriormente en el día t+q. Esta energía se entenderá vendida y embalsada desde el día t y, por lo tanto, será ofertada para el despacho desde ese mismo día a un precio igual al precio de escasez más 1\$/kWh."*

En condiciones normales, (sin Niño), la energía embalsada sería despachada al precio ofrecido para la energía restante por el agente, y se descontaría del total de la energía despachada. En todo caso siempre el agente recibiría el precio al que ofertó inicialmente la energía más un costo financiero. Este mecanismo fue implementado por la Resolución CREG 010 de 2010, resultando que la energía vendida y embalsada al 29 de mayo de 2010 en 15 embalses del SIN, fuera de 871 GWh según XM. Esta disposición fue finalizada mediante la Resolución CREG 070 de 2010.

Las medidas adoptadas durante el período de Fenómeno de Niño, fueron finalmente, desmontadas mediante la Resolución CREG 071 de 2010, al considerar que los riesgos habían desaparecido.

2.1.5. Protección de la competencia en el Mercado Mayorista

La Ley 142 de 1994, artículo 74 numeral 1, asigna a la CREG la función de regular el ejercicio de las actividades de los sectores de energía y gas combustible, para asegurar la disponibilidad de una oferta energética eficiente, propiciar la competencia en el sector de minas y energía, proponer la adopción de las medidas necesarias para impedir abusos de posición dominante y buscar la liberación gradual de los mercados hacia la libre competencia, con la facultad de adoptar reglas de comportamiento diferencial, según la posición de las empresas en el mercado.

Igualmente, la Ley 142 de 1994, artículo 73.16, atribuye a la CREG la facultad de "impedir que quienes captan o producen un bien que se distribuye por medio de empresas de servicios públicos adopten pactos contrarios a la libre competencia en perjuicio de los distribuidores".

En ese sentido, y con el objetivo de proteger la competencia, la CREG adoptó normas relativas a la publicidad de información que podría facilitar la colusión tácita entre generadores con alta participación en un mercado de características oligopólicas. Asimismo, actualizó y armonizó las normas contenidas en la Resolución CREG 42 de 1999.

La Resolución CREG 06 de 2009 dispuso que las ofertas de precios presentadas al CND por las empresas generadoras serán confidenciales por un período de 3 meses contados desde el último día del mes en que fueron presentadas. Transcurrido este período, las ofertas de precios se pondrían a disposición del público con nombres codificados de agentes y plantas o unidades.

"Con excepción del precio de bolsa, toda la información que producen el CND y el ASIC a partir de las ofertas de precios y declaración de disponibilidad de las plantas y o unidades del SIN como resultados del cálculo del despacho programado, redespacho y del despacho ideal será confidencial por un período de 3 meses contados a partir del último día del mes en que fueron calculados. Transcurrido este período, los Despachos y Redespachos se pondrán a disposición del público con nombres codificados de agentes y plantas o unidades."

La Resolución CREG 138 de 2010 modificó lo dispuesto por el artículo primero de la Resolución CREG 06 de 2009, que quedó con la siguiente redacción:

"Las ofertas de precios presentadas al CND por las empresas generadoras serán confidenciales hasta su publicación, la cual se podrá hacer a partir del primer día hábil del mes siguiente a aquél en que fueron presentadas."

Estos mecanismos de rezago y anonimato en la publicidad de la información son de uso habitual en mercados de Estados Unidos, poniéndose como ejemplo el PJM y el ISO-New England.

2.2. Análisis conceptual e implicaciones del Marco Regulatorio adoptado

2.2.1. Cargo por confiabilidad –Regulación transitoria ante riesgo de desabastecimiento

El diseño del instrumento del cargo por confiabilidad tuvo éxito en cuanto a lograr el compromiso de instalación de generación para respaldar el abastecimiento de la demanda en el mediano y largo plazo, uno de los objetivos básicos establecidos por la ley.

Considerando que el objetivo fundamental de la definición del Cargo por Confiability es la confiabilidad en el abastecimiento de la demanda, resulta interesante enmarcar el análisis conceptual del instrumento adoptado en la capacidad de respuesta del sector ante un evento de alto stress para el cumplimiento de ese objetivo como lo fue el evento "El Niño" 2009-2010.

Es en esas condiciones que las limitaciones de un instrumento tipo seguro como el cargo por confiabilidad quedan en evidencia, y es posible sacar conclusiones para los ajustes necesarios.

En ese sentido es importante recoger las palabras del Comité de Seguimiento del Mercado Mayorista de Energía plasmadas en el Informe No 53 – 2010 "Experiencias de la intervención del MEM bajo el efecto del Niño 2009-10":

"La más importante experiencia obtenida durante el fenómeno del Niño, es que Colombia pudo cubrir toda su demanda eléctrica satisfactoriamente y que aún con restricciones logró abastecer su demanda de gas natural,...."

Efectivamente, tal resultado muestra una capacidad de respuesta del sector, que le permitió superar la compleja situación de escasez de aportes que ese evento generó.

No obstante, ese evento desnudó algunas limitaciones de los instrumentos de mercado elegidos para asegurar la confiabilidad en la forma en que habían sido implementados, y en las condiciones vigentes en el MEM colombiano, limitaciones que no son evidentes en situaciones normales de funcionamiento del sector.

Uno de los objetivos del Cargo por Confiability es el incentivo de la expansión de la capacidad de generación en el mediano y largo plazo de forma de lograr confiabilidad en el abastecimiento de la demanda. En ese sentido, el CXC implementado tiene un diseño exitoso que ha cumplido con el papel asignado, logrando que las inversiones en generación se realicen, mediante un mecanismo de mercado.

No obstante, la situación de escasez de aportes desnudó algunas carencias del mismo para lograr el objetivo de preservar la seguridad de abastecimiento en situaciones de escasez.

La demanda eléctrica paga, en el Cargo por Confiabilidad, la cobertura necesaria para garantizar el cubrimiento de los requerimientos de generación aún en condiciones extremas.

Sin embargo, el mecanismo no suministró las señales suficientes para que los agentes del mercado manejaran el recurso hídrico de acuerdo con los criterios que las autoridades del sector percibían como adecuados para asegurar el abastecimiento de la demanda, y reducir así la probabilidad de racionamiento de la misma.

Se pudo verificar que para varias plantas que ofrecían energía a precios inferiores al de escasez, considerando las condiciones operativas y la información histórica de aportes, el modelo que calcula la Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad estimaba que el nivel mínimo del embalse era inferior al requerido para cumplir la ENFICC declarada.

Los generadores hidráulicos evitaron alcanzar el precio de escasez en sus ofertas de energía, probablemente para no requerir comprar energía a precios superiores a los pactados en sus contratos. El riesgo asociado a la cobertura de las garantías financieras por incumplimientos futuros de sus compromisos de energía firme no tuvo la fuerza necesaria para disuadir del uso del escaso recurso embalsado. Durante el período previo a la intervención del mercado, el precio de la Bolsa subió pero con el agua marginando y sin alcanzar el precio de escasez, no permitió la entrada en lista de mérito de la generación térmica más cara, con combustible líquido.

Por otra parte, la sobrecontratación del sistema de transporte y suministro de gas natural y las débiles penalidades previstas por incumplimiento de los compromisos por parte de los transportistas y productores provocaron que estos agentes eligieran incumplir con sus compromisos, sin eliminar las restricciones. Eso significó que la energía firme asociada a la generación a gas no resultara en realidad tan firme, al menos con gas natural, por problemas asociados a la disponibilidad de combustible. La situación dejó explícita la fuerte relación que existe entre gas y electricidad y la necesidad de que la regulación de ambos sectores se desarrolle en forma consistente, dado el impacto que finalmente tiene la disponibilidad de gas en la disponibilidad de energía eléctrica y su costo.

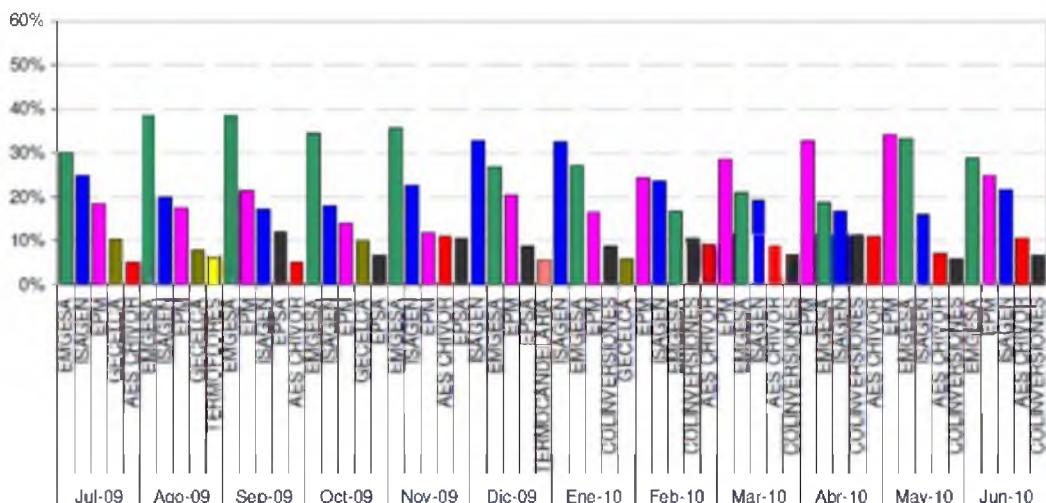
Finalmente, la situación de escasez de aportes agravó la ya existente situación de poder de mercado que existe en el MEM colombiano, presentando fuertes incentivos para la realización de ofertas estratégicas.

Además de la ya observada situación de las ofertas hidráulicas, pudo observarse indisponibilidad de la oferta de plantas térmicas con bajos costos variables por declaraciones de mantenimiento y/o precios de oferta en el mercado muy superiores a sus costos variables.

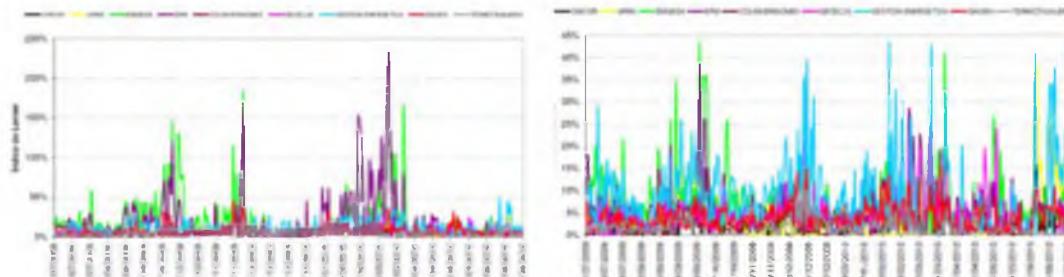
La situación de concentración del mercado mayorista colombiano amerita un comentario específico. Cuatro agentes generadores representan cerca del 70% del mercado de generación (en energía firme). En general, y más aún en condiciones de escasez, estos agentes tienen capacidad de impactar en los resultados del mercado.

El citado informe del Comité de Seguimiento presenta un análisis detallado del porcentaje del tiempo en que los agentes fueron marcadores del precio del mercado y del Índice de Lerner para el período julio 2009-julio 2010.

Porcentaje del tiempo en que cada agente fue marcador del precio de Bolsa



Índice de Lerner en horas de demanda alta y media



Fuente: Informe No 53 – 2010 - Experiencias de la intervención del MEM bajo el efecto del Niño 2009-10. Comité de Seguimiento del MME

Los niveles de índice de Lerner de Emgesa muestran valores elevados en períodos de demanda alta y media, los de EPM resultan muy elevados en períodos de demanda alta, y los de Gestión Energética en los períodos de demanda media.

En este contexto, y en la medida que las empresas con poder de mercado tenían incentivos a apartarse de la operación esperada en condiciones de competencia, los instrumentos diseñados con base en esa hipótesis resultaron insuficientes para alinear las ofertas a las condiciones requeridas por el interés general.

Las medidas transitorias adoptadas durante el período de riesgo de desabastecimiento buscaron acercar el funcionamiento del mercado mayorista a las condiciones esperadas de acuerdo con el objetivo planteado por la remuneración del cargo de confiabilidad.

Entendemos que en las condiciones vigentes en el mercado de Colombia es válido preguntarse si existe un esquema basado exclusivamente en mecanismos de mercado capaz de superar con éxito los problemas planteados en condiciones críticas de riesgo de desabastecimiento.

Mediante Circular 080 de 2010 la CREG publicó un documento de trabajo sobre una propuesta de estatuto para situaciones de riesgo de desabastecimiento y racionamiento en el mercado mayorista de energía. La Resolución CREG 146 de 2011 ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general, “Por la cual se establece el Estatuto para Situaciones de Riesgo de Desabastecimiento en el Mercado Mayorista de Energía como parte del Reglamento de Operación.”

Como parte de la misma se incluyen criterios estrictos para el cálculo de la energía firme de corto plazo de las plantas hidroeléctricas en casos de riesgo de desabastecimiento, así como pruebas de calentamiento que permitirían conocer la capacidad de generación real en condiciones similares a las de una crisis (es decir, operando en forma continua, durante plazos más largos y plantas que utilizan el mismo combustible simultáneamente).

Las recomendaciones formuladas por la CREG y el Comité de Seguimiento del Mercado Mayorista de Energía en el sentido de la intervención parcial y temporal o transitoria del mercado ante la proximidad de crisis, con mecanismos de mínima distorsión del mercado (por ejemplo, compra de energía embalsada) también tienden a corregir el problema en un marco realista, que conjuga la eficiencia del sector con la protección de las garantías físicas de abastecimiento ante condiciones de crisis.

En la experiencia internacional, las decisiones en momentos de crisis son finalmente adoptadas, dentro del marco de la competencia que les asigna la ley, por quienes tienen la responsabilidad de gobierno.

2.2.2. Ajustes en la regulación del mercado spot

La regulación adoptada con relación a la separación de los precios de arranque y parada en las ofertas realizadas constituye un avance en la representación realista de los costos que intervienen en el despacho ideal y reduce el riesgo de remuneración y las distorsiones en el precio del mercado asociados a los costos de arranque y parada, que no integran realmente los costos marginales.

La solución adoptada, recomendada por P. Cramton y basada en aquella implementada como *standard market design* en Estados Unidos, respeta la realización de un despacho económico "ideal" considerando adecuadamente los costos que intervienen en el mismo; tiene además la deseable propiedad de suministrar adecuados incentivos para la evitar la sobreremuneración asociada a realización de ofertas de precios artificialmente elevados de costos de arranque y parada.

2.2.3. Normas relativas a la promoción de la competencia en el mercado

Por Resolución CREG 06 de 2009 (modificada por Resolución CREG 15, complementada por la Resolución CREG 63 y suspendida transitoriamente por las Resoluciones CREG 127 y 161 del mismo año) la Comisión dispuso modificar los criterios de publicidad de la información de mercado. Las disposiciones adoptadas son de uso en otros mercados, en particular en varios ISO de Estados Unidos. No así en los mercados latinoamericanos, en que la información completa se considera necesaria para la supervisión de las decisiones del operador y administrador del sistema,

Es importante señalar que la preocupación de la CREG con la posibilidad de colusión tácita entre agentes es válida. El índice de concentración de Herfindahl-Hirschman calculado (1306) indica un mercado moderadamente concentrado en condiciones normales; la experiencia en el evento Niño antes descripta indica que hay situaciones en que existe fuerte poder de mercado y que con los incentivos necesarios, el mismo parece haber sido ejercido. También es de destacar que la regulación adoptada para el funcionamiento de la Bolsa, se apoya fuertemente en herramientas o instrumentos de mercado que son básicamente aptos para un mercado en competencia. Por lo tanto, es razonable la necesidad de adoptar medidas *ex ante* y de control para evitar los resultados indeseables del ejercicio de poder de mercado.

Las medidas relativas a la publicidad de la información constituyen un paliativo en el manejo de la condición de mercado oligopólico, cuya eficacia solo podrá ser verificada más adelante. Resulta claro que no se trata de medidas dirigidas a corregir la estructura del mercado.

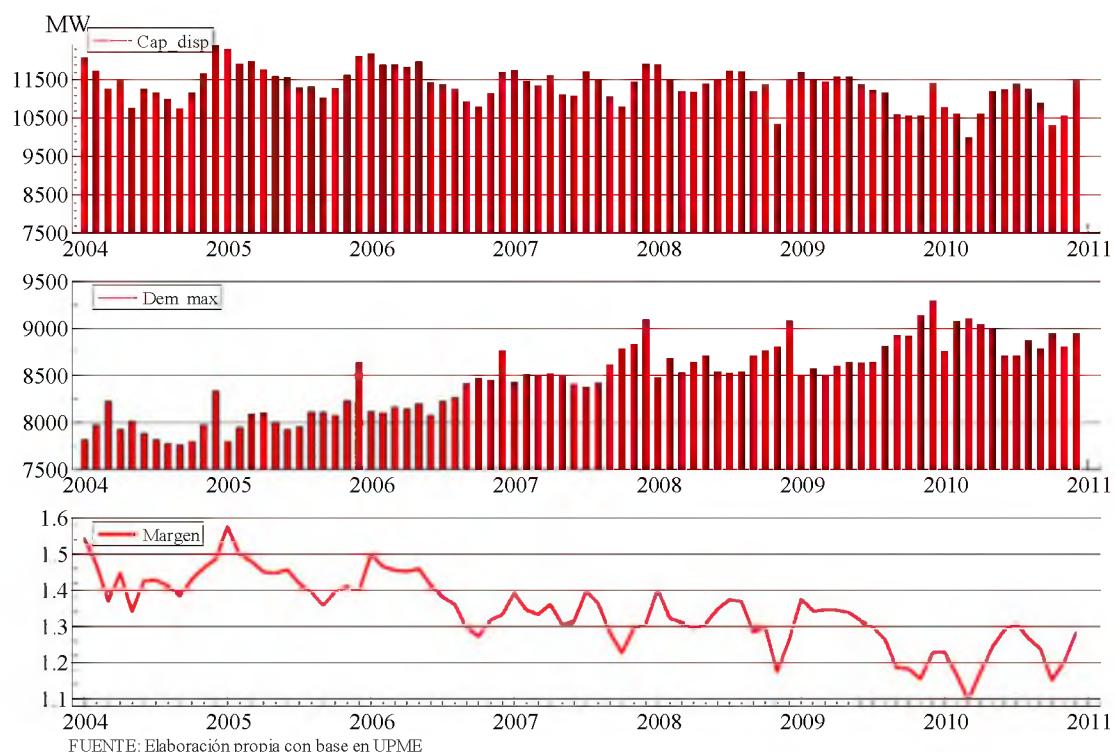
Como contrapartida, se afecta parcialmente la transparencia del mercado, al menos en el corto plazo.

3. IMPACTO EX POST DEL MARCO REGULATORIO

3.1. Prestación continua del servicio y dinámica del Mercado Mayorista

Para ver el grado de prestación continua del servicio, se analizó en primer lugar el margen de reserva del sistema. La Figura 6 muestra el margen del sistema con relación a la demanda máxima considerando la capacidad efectiva disponible. Dado que el parque generador ha permanecido incambiado desde el año 2001, el margen del sistema muestra una caída sistemática, llegando a puntos críticos como por ejemplo en marzo de 2010 donde el margen de reserva fue inferior a 10%.

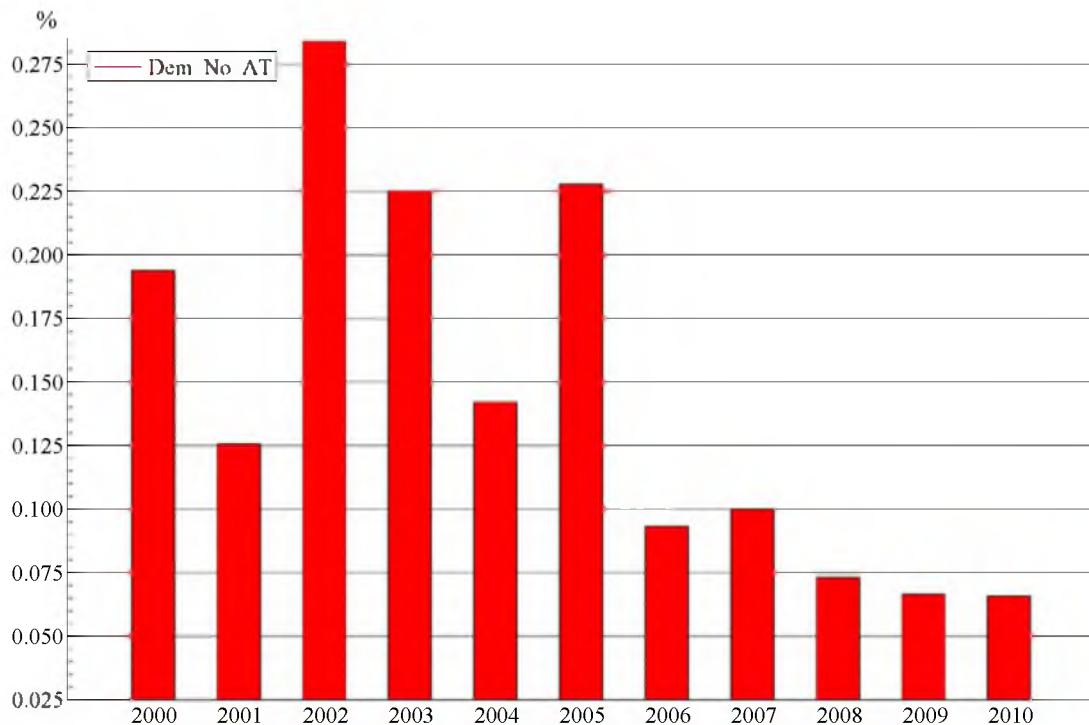
Figura 6 – Evolución del Margen de Reserva del Sistema, Capacidad Disponible y Dem. Max.



A efectos de evaluar el impacto de la caída del margen de reserva del sistema se analizó la evolución de la razón entre la demanda no atendida por causas no programadas y la demanda real total (Figura 7), donde se ve claramente que en el periodo 2008-2010 hay una mejora importante en este aspecto con relación al periodo 2004-2006.

Dada la mencionada caída en el margen de reserva del sistema seguidamente se analiza cómo ha sido el funcionamiento de las subastas para el Cargo por Confidencialidad. Las proyecciones de la UPME indican que, gracias a la puesta en funcionamiento del Cargo por Confidencialidad, la capacidad instalada del sistema para 2017 será de 17.900MW aproximadamente.

Figura 7 – Demanda no Atendida por Fallas No Programadas (% de la Demanda Total)



Sin perjuicio de que los niveles de energía no suministrada por causas no programadas han disminuido de forma importante, es importante analizar la dinámica del precio de la bolsa con relación al margen de reserva del sistema. La Figura 8 muestra la evolución del precio de la Bolsa en moneda constante de enero de 2004 y se percibe claramente el impacto que la reducción del margen del sistema tuvo sobre el precio de Bolsa. Como es previsible, la evolución del precio de Bolsa ha sido muy superior al precio de los contratos (Figura 10). No obstante la enorme brecha entre el precio de Bolsa y Contratos, refleja la situación donde el agua es la que está marcando el precio del sistema, y el margen para ejercer poder de mercado es muy alto. Se modeló el precio de la bolsa como función del margen del sistema a través de un modelo estructural usando el filtro de Kalman (Figura 9). El resultado indica que la elasticidad estimada del precio de Bolsa con relación al Margen del Sistema es de -1.89, altamente significativa, lo que indica que un pequeño cambio en el margen del sistema ocasiona movimientos importantes del precio de Bolsa.

Figura 8 – Dinámica del Precio de la Bolsa con relación al Margen de Reserva (\$COL dic 2004)

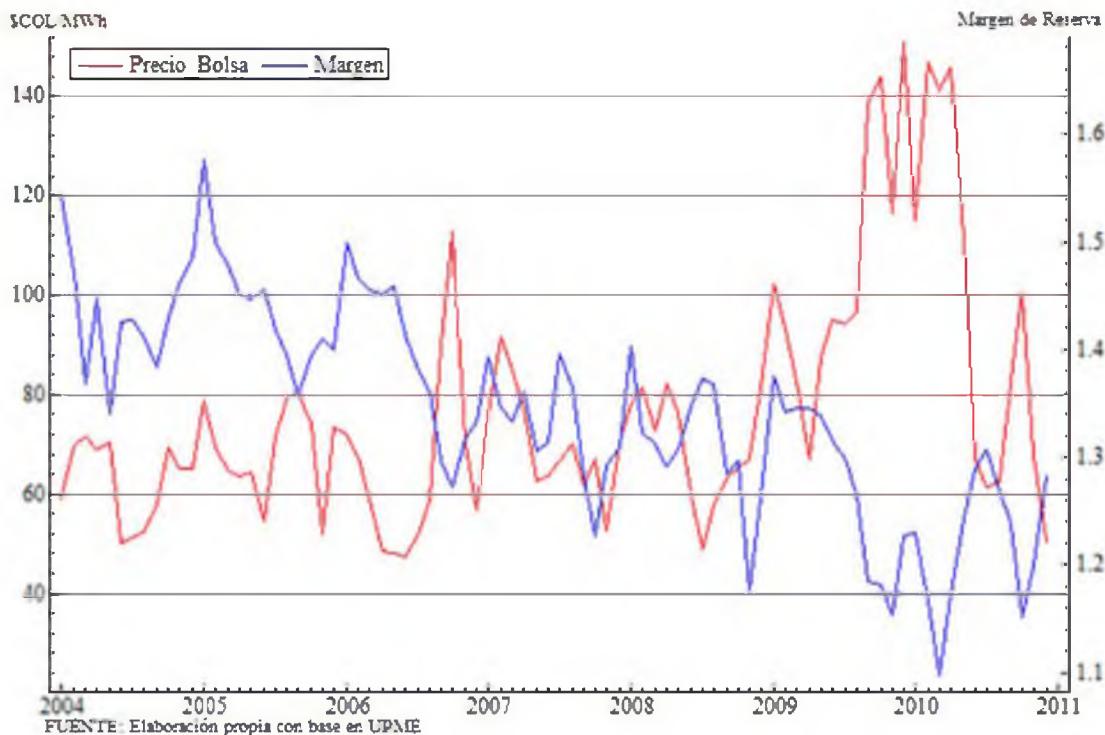


Figura 9 – Modelización del Precio de Bolsa como función del Margen del Sistema

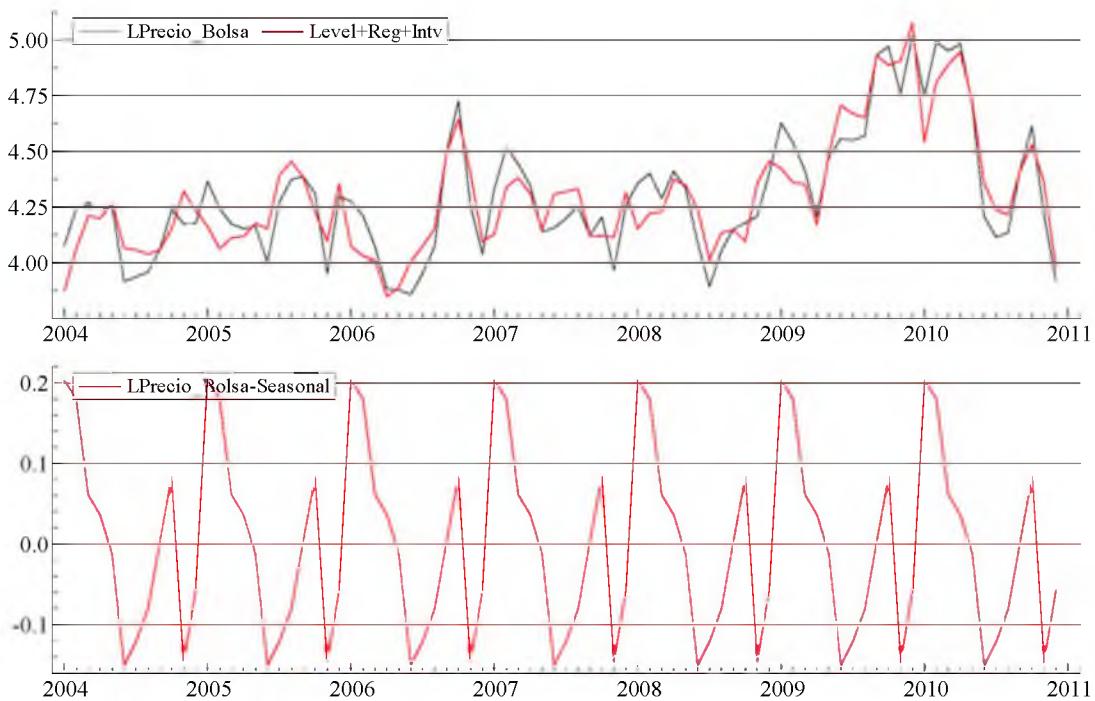
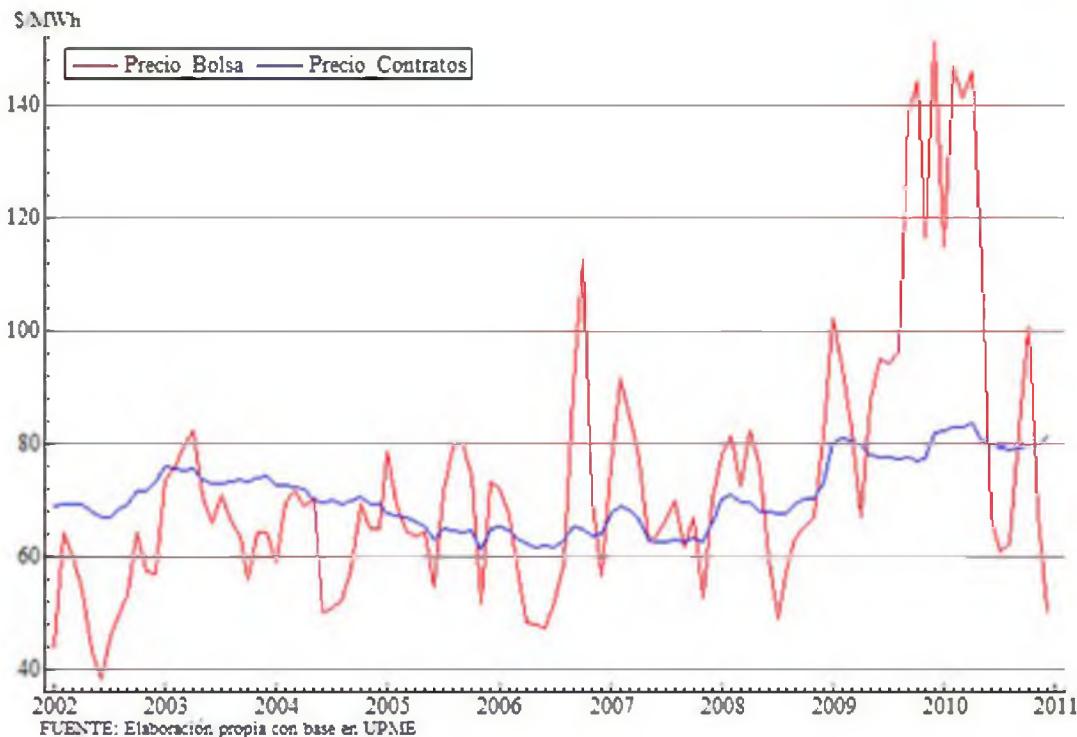


Figura 10 – Evolución de los Precios de Bolsa y Contratos (\$COL de enero 2004)



3.2. Resultados Primera Subasta del Cargo por Confiabilidad (2008)

Subasta de Reloj descendente: El 6 de mayo de 2008 se realizó la primera subasta de energía firme, la cual después de un proceso de seis rondas cerró a un precio de US\$/MWh13.998 (actualmente y hasta el 2012 el valor remunerando es de US\$/MWh13.045), y asignó la energía firme para el periodo que inicia el 1 de diciembre de 2012 hasta el 30 de noviembre de 2013, para las plantas existentes y hasta el 30 de noviembre de 2033 para plantas nuevas, adjudicando para las plantas existentes un total de 62,860 GWh-año y 3,009 GWh para nuevos proyectos, de los cuales, 1,678 GWh -año se le adjudicaron a un agente nuevo en el mercado (Poliobras con la planta Termocol) y los restantes 1,331 se adjudicaron a Isagen (Amoyá, 214 GWh -año) y Gecelca (Gecelca III, 1117 GWh -año), que son agentes generadores existentes.

Subasta de GPPS: El 13 de junio de 2008 se adjudicaron 6,286 GWh-año, que irán entrando entre el 1 de diciembre de 2014 y diciembre de 2018. Como la demanda que se había establecido como requerimiento fue superior a la oferta, no se requirió la subasta de sobre cerrado y a todos los agentes que participaron en el proceso de GPPS se les remunerará con el precio de cierre de la subasta de reloj descendente (US\$/MWh13.998).

3.3. Resultados del Cargo por Confiabilidad (2009)

- Aseguramiento de energía para el corto plazo: se expedieron las Resoluciones CREG 099, 133 y 146 de 2009 para la asignación de OEF para el periodo diciembre 2009-noviembre de 2010 y se asignaron 56.668GWh de OEF a plantas existentes.
- Aseguramiento de energía para el mediano plazo: se expidió la Resolución CREG 081 de 2009 para la asignación de OEF para el periodo diciembre 2013 – noviembre 2014 y se asignaron 65.827 GWh, de los cuales 54.913 GWh

corresponden a plantas existente y 10.914 GWh a plantas en construcción y plantas nuevas a las que se había asignado OEF en años anteriores.

3.4. Resultados del Cargo por Confiabilidad (2010)

De acuerdo con lo señalado por la CREG en la rendición de cuentas, se tiene asegurado el abastecimiento de energía hasta el año 2014. Sin embargo, para el aseguramiento de energía para el mediano plazo se expidió la Resolución CREG 180 de 2010 para la asignación de OEF para el período diciembre 2014 – noviembre 2015 y se está en proceso de asignación de 73.453 GWh.

3.5. Resultados del Cargo por Confiabilidad (2011)

Mediante la Resolución CREG 056 de 2011 (modificada por las Resoluciones CREG 088 y 109 de 2011) se convoca al proceso de subasta que realizará la CREG para asignar las OEF del período diciembre 2015-noviembre 2016, se tiene previsto asignar 77.000 GWh. La fecha de apertura de la subasta será el 27 de diciembre de 2011 y la vigencia de las adjudicaciones para plantas nuevas hasta 20 años. El precio de apertura fue de USD28/MWh y el de cierre fue USD15/MWh. Participaron siete empresas con ocho proyectados que ofertaron 6.25 TWh-año de energía firme y una capacidad superior a 1000 MW. Se asignaron 3.7 TWh-año con una capacidad de 575MW, corresponde 410MW a proyectos térmicos. Las asignaciones nuevas se realizaron para un período de 20 años contados a partir del 1 de diciembre de 2015.

3.6. Evolución de la sostenibilidad de la Generación

Siguiendo la metodología planteada en el punto II -3, se analizaron los principales indicadores financieros para las empresas generadoras. La Tabla 8 presenta los resultados para los tests de medias y medianas para los cinco indicadores financieros disponibles: Margen operacional, Rotación de Cuentas por Cobrar, Rotación de Cuentas por Pagar, Razón Corriente, y el grado de Cubrimiento de los Gastos Financieros. Con excepción del Cubrimiento de los Gastos Financieros, que mejora en el período considerado, no se encontraron diferencias significativas en el período 2008-2010 con relación al trienio 2004-2006.

Tabla 1 – Sostenibilidad financiera del sector Generación

Indicador	Media		Δ Medias	Estadístico	
	2005-07	2008-10		t	z
Margen Operacional	12,6%	-7.5%	-20	0.6	0.2
Rotación de Cuentas por Cobrar (días)	44	59	-159	1.4	1.3
Rotación de Cuentas por Pagar (días)	47	42	-5.5	0.5	0.6
Razón Corriente (veces)	0.6	1.0	-0.40	1.6	1.0
Cubrimiento Gastos Financieros (veces)	-0.2	8.7	-8.9	2.8*	3.5

* indica que el estadístico es significativo al 5%

Si bien la Tabla 1 no permite concluir acerca de la sostenibilidad del sector, dado el peso que algunos jugadores tienen en el sector resulta interesante analizar la situación financiera de los mismos. La Tabla 2 presenta la evolución de la utilidad operacional de los principales jugadores del mercado: Emgesa, EPM, Isagen, Chivor y TermoBarranquilla. En valores absolutos, ya sea en pesos constantes o dólares, se observa un aumento importante de la utilidad; no obstante, como % de los ingresos operativos, el margen de los tres principales

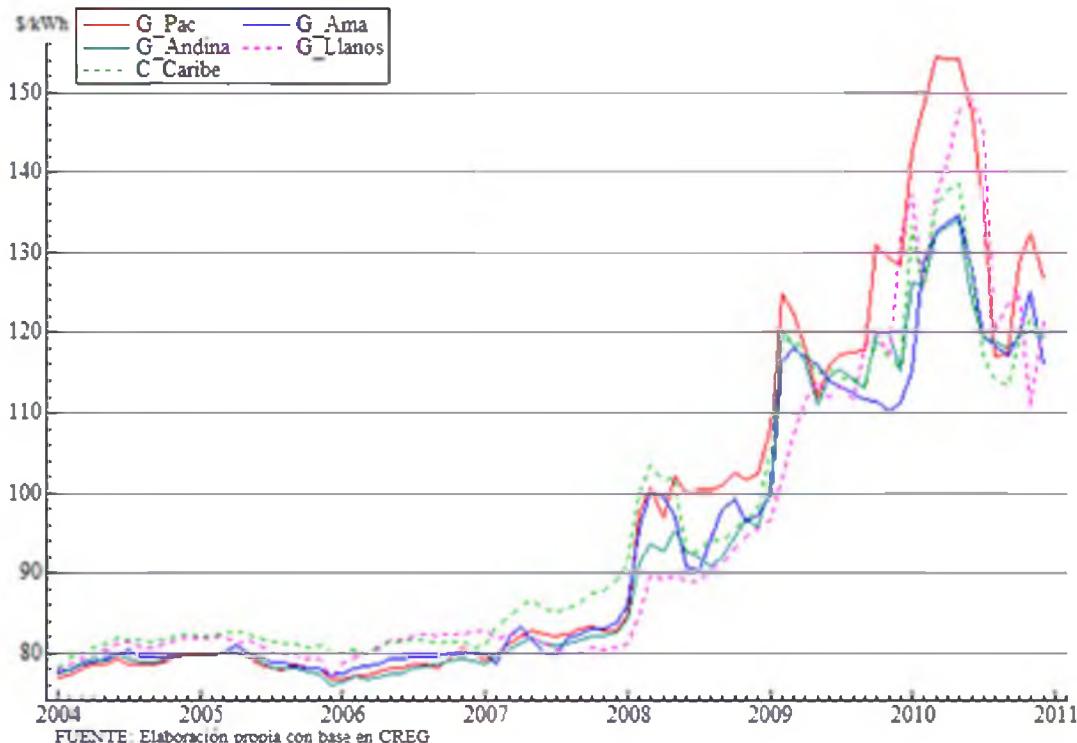
jugadores se mantiene en el entorno a 46%, margen suficientemente holgado como para poner en duda la sostenibilidad financiera de esas empresas.

Tabla 2 – Evolución de la Utilidad Operacional del Sector Generación (2004-2010)

Empresa	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Millones de pesos de 2004							
Emgesa	559,128	502,114	469,618	546,371	639,689	760,518	743,636
EPM	543,398	608,481	567,046	597,690	668,329	873,003	770,440
Isagen	254,775	278,019	255,998	274,970	294,075	413,122	446,012
Chivor	147,159	178,713	172,548	172,492	209,480	231,097	280,317
Termobarranquilla	142,495	98,324	97,231	72,860	71,133	38,771	18,472
Millones de dólares							
Emgesa	232	231	232	324	351	473	506
EPM	225	280	280	355	367	543	524
Isagen	106	128	127	163	162	257	304
Chivor	61	82	85	102	115	144	191
Termobarranquilla	59	45	48	43	39	24	13
% de los Ingresos Operativos							
Emgesa	47.2%	44.9%	43.3%	49.2%	52.4%	49.5%	51.6%
EPM	61.3%	67.6%	54.2%	50.4%	50.5%	52.3%	48.3%
Isagen	32.4%	32.4%	33.3%	31.9%	31.5%	38.2%	41.0%
Chivor	42.5%	44.2%	44.4%	46.6%	45.8%	nd	49.3%
Termobarranquilla	52.0%	47.8%	52.6%	49.2%	49.9%	32.5%	21.5%

Con relación al cargo G, la Figura 11 muestra la evolución de la componente G por región. A partir de 2008 tiene lugar un crecimiento muy importante del mismo, llegando en algunos casos a más del 50% de aumento (Pacífico y Caribe).

Figura 11 – Evolución de la componente G por Región (\$ de enero de 2004)



IV - TRANSMISIÓN

1. OBJETIVOS REGULATORIOS

1.1. Antecedentes

La Resolución CREG 103 de 2000, vigente desde el 28 de diciembre de 2000, definió la metodología "para el cálculo y aplicación de los Cargos por Uso del Sistema de Transmisión Nacional (STN), que regirá a partir del 1o de enero del año 2001". Se previó que dicha metodología estuviera vigente durante 5 años a partir del 1 de enero de 2001, pero continuaría rigiendo mientras la Comisión no fijara la nueva.

Las principales características de dicha metodología eran:

- Metodología de Ingreso Máximo Regulado (*Revenue Cap*);
- Remuneración a partir de Unidades Constructivas, con activos valorados a Costo de Reposición a Nuevo;
- Tasa de Retorno del 9% antes de impuestos aplicable a los activos existentes que no hubieran sido objeto de convocatorias;
- La tarifa resultante es del tipo "estampilla" nacional;
- La distribución de ingresos entre los transmisores se hace de acuerdo con su participación en la base de activos;
- La remuneración incluye los ingresos esperados oficializados para los proyectos ejecutados a través del sistema de convocatorias públicas;
- A partir del 1 de enero de 2002 los cargos por uso se cobran exclusivamente a los comercializadores en proporción a su demanda.

1.2. Propuesta Conceptual – Período Regulatorio 2006 - 2010

Con la Resolución CREG-007 de 2005, se pone en conocimiento de las entidades prestadoras del servicio de electricidad, los usuarios y demás interesados, las bases sobre las cuales la CREG efectuaría el estudio para determinar la metodología y las fórmulas tarifarias para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el siguiente periodo tarifario (2006 – 2010).

Dicha Resolución propone la revisión de los siguientes aspectos de la metodología vigente en ese momento:

- Valoración y redefinición de unidades constructivas, incluyendo vida útil estimada eficiente;
- Reconocimiento de gastos de administración, operación y mantenimiento (AOM) eficientes;
- Remuneración de Activos No Eléctricos más acorde con la realidad;
- Inclusión de un factor de productividad, que tendrá como objetivo compartir con el usuario las ganancias de productividad de las empresas;
- Metodología para estimar el Costo Promedio Ponderado de Capital (WACC) similar a la vigente que se utiliza para definir el costo de capital de las actividades de distribución de energía eléctrica y de gas combustible, teniendo en cuenta que no se debe considerar ningún riesgo de demanda;
- Criterios de entrada de nuevos proyectos de generación e inclusión de proyectos de transmisión adicionales a los de la propia conexión del generador.

Mediante Resolución CREG 110 de 2007 se hizo público el proyecto de resolución que pretendía adoptar la CREG con el fin de establecer las fórmulas para la remuneración de la

actividad de transmisión de energía eléctrica. Solo hasta febrero de 2009, mediante la Resolución CREG 011 de 2009, se establecen la metodología y fórmulas tarifarias para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el Sistema de Transmisión Nacional (STN).

1.3. Metodología establecida en la Resolución CREG 011 de 2009

Los principales aspectos de la metodología y fórmulas tarifarias para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica del Sistema de Transmisión Nacional contenidos en la Resolución CREG 011 de 2009, son:

- a. Metodología de Remuneración
 - i. Continúa la remuneración con la metodología de ingreso regulado, aplicable a los activos de uso del STN diferentes a los construidos a través de procesos de libre concurrencia regulados por la CREG y a los activos construidos en cumplimiento de lo establecido en el Artículo 6 de la Resolución CREG 022 de 2001;
 - ii. El Ingreso Anual de cada Transportador se calcula con base al inventario de los activos que se encuentren en operación, clasificados por Unidad Constructiva, aprobado por la CREG;
 - iii. El Liquidador y Administrador de Cuentas del STN (LAC) actualiza, factura, recauda y paga el Ingreso Anual de cada Transportador;
 - iv. Los nuevos Activos de Uso que sustituyan otros que se estaban remunerando con una Unidad Constructiva diferente, se remunerarán una vez entren en operación, siempre que la CREG apruebe su remuneración con base en concepto de la UPME sobre la ampliación o sustitución.
- b. Tasa de Retorno
 - i. Tasa de Retorno para remunerar la actividad de Transmisión, calculada con la metodología del Costo Promedio Ponderado de Capital;
 - ii. Se fija 11.50%, en constantes y antes de impuestos.
- c. Gastos de AOM
 - i. Se establecen los gastos AOM de referencia para cada Transportador, como un porcentaje del costo de reposición de la inversión reconocida, teniendo en cuenta (semisuma) el valor anual de AOM gastado y el valor anual de AOM remunerado para el período 2001 – 2007;
 - ii. Se establece un límite superior diferente para cada Transportador, igual al % de AOM de referencia adicionado con un 0.4%;
 - iii. Se establece un límite inferior igual para todos los Transportadores del 1%;
 - iv. El porcentaje de AOM a reconocer para los años subsiguientes se ajusta con la mitad de la diferencia entre el porcentaje reconocido y demostrado para el año inmediatamente anterior, considerando los límites superior e inferior establecidos;
 - v. La empresa debe contratar auditorías y reportar información de sus gastos AOM a la CREG, con miras a obtener un sistema de contabilidad regulatoria para los próximos períodos tarifarios.
- d. Valoración de Activos
 - i. Se definen Unidades Constructivas valoradas a pesos de diciembre de 2008;
 - ii. Se propone una vida útil de 10 años para activos del STN relacionados con Centros de Supervisión y Maniobra y para las Unidades Constructivas de Control

- de Reactivos VQC, de 40 años para líneas y de 30 años para los demás activos del STN;
- iii. Se propone estimar el porcentaje a reconocer por Activos No Eléctricos un 5% del costo anual equivalente de los activos eléctricos.
- e. Calidad del Servicio
- i. Se establecen horas máximas de indisponibilidad de los activos, que se reducen en 0,5 horas por (1) cada consignación de emergencia solicitada; (2) cada modificación al programa semestral de consignaciones y/o mantenimientos y (3) cada retraso en el reporte de los eventos de indisponibilidad (metas ajustadas de indisponibilidad);
- ii. Las indisponibilidades máximas permitidas originadas en catástrofes naturales y las debidas a actos de terrorismo no deben superar los 6 meses a partir de la fecha de ocurrencia de la catástrofe;
- iii. Las compensaciones por indisponibilidad se calculan en forma directamente proporcional a la remuneración del activo y la duración de la indisponibilidad que sobrepase las metas previstas;
- iv. Se establecen compensaciones por energía no suministrada o por dejar no operativos otros activos. El valor de las compensaciones en un año calendario por este concepto para cada Transportador, está limitado a un valor equivalente al 10% de los ingresos de dicho transportador;
- v. El valor acumulado en 12 meses de las compensaciones por incumplimiento de las metas ajustadas de indisponibilidad, no pueden superar el 20% del ingreso mensual del Transportador para el mismo período;
- vi. El CND es responsable de centralizar, almacenar y procesar la información estadística para disponer de una Base de Datos que permita calcular los indicadores de indisponibilidad. Los Transportadores son responsables de la recolección y reporte de la información;
- vii. El CND debe someter a aprobación de la CREG una propuesta de reglamento para el reporte de eventos.
- f. Expansión
- i. Se conservan los lineamientos anteriores, de acuerdo con los cuales los proyectos de expansión se ejecutan mediante procesos de convocatoria;
- ii. La UPME continúa siendo responsable de elaborar el Plan de Expansión de Transmisión y Generación y de realizar los análisis para recomendar la ejecución de los proyectos de expansión.
- g. Conexión Profunda
- i. Se define la Conexión Profunda como los "Activos de Uso del STN cuya construcción se requiere para responder positivamente a una solicitud de conexión de un Usuario al STN";
- ii. Cuando sea necesario ejecutar proyectos de expansión cuyos beneficios sean inferiores a los costos, la UPME podrá recomendar su ejecución siempre y cuando el agente solicitante asuma el porcentaje del costo del proyecto que permite que la relación Beneficio/Costo sea igual a 1 y cumpla con los requisitos de garantías y remuneración que se establezcan.

2. INSTRUMENTOS REGULATORIOS

2.1. Soluciones metodológicas planteadas por la CREG

2.1.1. Remuneración de la Transmisión

En el Período Tarifario vigente, se mantiene la metodología de "Ingreso Regulado" o "Revenue Cap". El "Ingreso Regulado" está constituido por los ingresos reconocidos por concepto de los "Activos de Uso Existentes", entendidos como tales aquellos que encontrándose en operación comercial, no fueron construidos en desarrollo de "Convocatorias Públicas", es decir, aquellos cuya construcción no fue sometida a procesos de competencia o procesos concursales; más los ingresos reconocidos a los "Activos por Uso" construidos en el contexto de procesos de competencia y que corresponden "Ingreso Anual Esperado" ofrecido por el agente seleccionado en cada convocatoria, para los primeros 25 años de operación del respectivo proyecto.

Los "Activos" que se remuneran incluyen los asociados con "Interconexiones Internacionales" o "Enlaces Internacionales", en el tramo que corresponda a territorio nacional, siempre que:

- i) que hagan parte de enlaces internacionales para los que se tenga una integración de mercados eléctricos en las condiciones señaladas en la Resolución CREG 004 de 2003,
- ii) que hagan parte del plan de expansión de transmisión del STN

a. Ingreso Anual

El "Ingreso Anual" de los "Activos Existentes" se determina como la suma de los siguientes componentes:

- Costo Anual Equivalente del Activo Eléctrico valorado a Costo de Reposición, aplicando los Costos Unitarios de las Unidades Constructivas definidas por el regulador. Este Costo se incrementa en un 5.0% para reconocer los Activos No Eléctricos;
- Valor Reconocido por concepto de Gastos de AO&M;
- Costo Anual Equivalente de Terrenos reconocido;
- Costo Anual Equivalente de Servidumbres, reconocido con base en los costos en que efectivamente han incurrido los Transmisores por este concepto.

Del monto anterior se deducen Otros Ingresos por la explotación de los activos remunerados mediante cargos por uso en actividades distintas a la de transmisión de energía eléctrica. Se toma el 33% del valor de los ingresos por este concepto.

Conceptualmente la estructura del "Ingreso" responde a los estándares en la materia y tiene como atributo su simplicidad.

b. Unidades constructivas y costos unitarios

El "Inventario de Activos" de cada "Transmisor Nacional", se clasifica en "Unidades Constructivas". En el caso de los "Activos de Uso Existentes" a las "Unidades Constructivas" se les asigna un "Costo Unitario" regulado, compuesto por un "Precio FOB" regulado, más un "Factor de Instalación" definido como un porcentaje de aquél.

En la determinación del "Costo Unitario" regulado la CREG aplica como criterio el "Costo de Reposición a Nuevo" o "Costo de Reemplazo". Para tal fin contrató a la firma HMV Ingenieros. El alcance del estudio abarcó la revisión de las "Unidades Constructivas" previamente vigentes, la determinación de la "Vida Útil Eficiente" de dichas "Unidades Constructivas" y una propuesta de actualización de los "Costos Unitarios" de las "Unidades".

El análisis efectuado por el Consultor para la determinación del “Precio FOB” y del “Factor de Instalación”, se basó en:

- Recopilación de información suministrada por las empresas transportadoras;
- Recopilación de información suministrada por los fabricantes de equipos;
- Información proveniente de los archivos de la firma Consultora.

Aunque hubo redefinición o readecuación de las “Unidades Constructivas”, es posible efectuar comparaciones de los cambios que se introdujeron en los “Costos Unitarios” de los diferentes activos. A manera de ejemplo se presentan los siguientes:

Tabla 3 – UC de Líneas, comparación Resoluciones CREG 011 de 2009 vs 026 de 1999

UC de Líneas

UC de 230 kV

UC	Descripción	Nivel	Resolución	Resolución	CREG-011/CREG-026
			CREG-011 de 2009	CREG-026 de 1999	
			Valor (miles \$/08)	%	
L1211	km de línea, 1 circuito	1	285.994	319.955	89%
L1212	km de línea, 2 circuitos	1	421.565	496.240	85%
L1213	km de línea, 2 circuitos, 2 subconductores por fase	1	617.042	600.281	103%
L1221	km de línea, 1 circuito	2	300.396	349.790	86%
L1222	km de línea, 2 circuitos	2	453.582	551.342	82%
L1223	km de línea, 2 circuitos, 2 subconductores por fase	2	617.042	684.414	90%
L1231	km de línea, 1 circuito	3	338.089	385.709	88%
L1232	km de línea, 2 circuitos	3	492.049	615.697	80%
L1233	km de línea, 2 circuitos, 2 subconductores por fase	3	617.042	729.061	85%

UC de 500 kV

UC	Descripción	Nivel	Resolución	Resolución	CREG-011/CREG-026
			CREG-011 de 2009	CREG-026 de 1999	
			Valor (miles \$/08)	%	
L1511	km de línea, 1 circuito, 4 subconductores por fase	1	583.314	688.784	85%
L1521	km de línea, 1 circuito, 4 subconductores por fase	2	637.274	799.283	80%

Tabla 4 – UC de Transformadores, comparación Resoluciones CREG 011 de 2009 vs 026 de 1999

Transformadores

UC	Descripción	Resolución CREG-011 de 2009	Resolución CREG-026 de 1999	CREG- 011/CREG- 026
		Valor (miles \$/08)	%	
ATR01	Banco de Autotransformadores, 500/230 kV, 450 MVA	18.003.884	18.830.521	96%

Los resultados muestran una reducción en los “Costos Unitarios” de las líneas. En el caso de las subestaciones no hay cambios significativos.

En todo caso, y aceptando las limitaciones de la comparación, las reducciones estimadas por la CREG, son inferiores a las que resultarían de la evidencia provista por el desarrollo de las convocatorias públicas, a través de las cuales se han venido construyendo los proyectos previstos en el “Plan de Expansión de Transmisión” desde el año 2000:

Tabla 5 – Relación entre Precios de Convocatorias y Costo de UC

CONVOCATORIA	PROYECTO	ESTADO DEL PROCESO	COSTO	Oferta / Costo UC
			Millones de USD	
UPME 01-2010	ALFÉREZ Diseño, Adquisición de los Suministros, Construcción, Operación y Mantenimiento de la Subestación Alférez 230 kV y las Líneas de Transmisión asociadas.	Abierto	Costo UC: 11.20	
UPME 05-2009	QUIMBO Diseño, adquisición de los suministros, construcción, operación y mantenimiento de la subestación Quimbo 230 kV y las líneas de transmisión asociadas.	Abierto	Costo UC: 31.84	
UPME 04-2009	SOGAMOSO Diseño, adquisición de los suministros, construcción, operación y mantenimiento de la subestación Sogamoso 500/230 kV y las líneas de transmisión asociadas.	Abierto	Costo UC: 35.86	
UPME 03-2009	MIEL II Subestación a 230 kV y 4 km de red a doble circuito para conectar la central Miel II.	Abierto	Costo UC: 3.65	
UPME 02-2009	ARMENIA Diseño, adquisición de los suministros, construcción, operación y mantenimiento de la subestación Armenia 230 kV y las líneas de transmisión asociadas.	Abierto	Costo UC: 14.83	
UPME 01-2009	REACTORES Diseño, adquisición de equipos, construcción, puesta en servicio, operación y mantenimiento de tres reactores inductivos de 25 MVAr cada uno en San Bernardino, Altamira y Mocoa a 230 kV.	Adjudicada EEB	Costo UC: 5.85 Oferta: 3.89	66,50%
UPME-02-2008	BOSQUE Diseño, adquisición de los suministros, construcción, operación y mantenimiento de la subestación Bosque 220 kV y las líneas de transmisión asociadas.	Adjudicada ISA	Costo UC: 23.94 Oferta: 17.80	74,40%
UPME-01-2008	NUEVA ESPERANZA Diseño, adquisición de los suministros, construcción, operación y mantenimiento de la subestación Nueva Esperanza (transformador de 450 MVA 500/230 kV), y las líneas de transmisión asociadas.	Adjudicada EEPPM	Costo UC: 76.23 Oferta: 20.23	26,50%
UPME-01-2007	PORCE III Diseño, suministro, construcción, operación y mantenimiento de la subestación Porce III 500 kV y las líneas de transmisión asociadas.	Adjudicada ISA	Costo UC: 34.27 Oferta: 11.42	33,30%
UPME-01-2005	LÍNEA DE TRANSMISIÓN A 230 kV Diseño, suministro, construcción, operación y mantenimiento de la línea de transmisión a 230 kV circuito doble Betania – Altamira – Mocoa - Pasto (Jamondino) – Frontera con Ecuador y obras asociadas.	Adjudicada EEB	Costo UC: 90.00 Oferta: 41.50	46,10%

CONVOCATORIA	PROYECTO	ESTADO DEL PROCESO	COSTO	Oferta / Costo UC
			Millones de USD	
UPME-01-2004	COMPENSACIÓN CAPACITIVA Diseño, suministro, construcción, operación y mantenimiento de dos bancos de compensación capacitiva de 75 MVar cada uno, a nivel de 115 kV en la subestación Tunal (Bogotá).	Adjudicada EEB	Costo UC: 2.26 Oferta: 1.33	58,80%
UPME-04-2003	COMPENSACIÓN CAPACITIVA Diseño, adquisición de los suministros, construcción, puesta en servicio, operación y mantenimiento de 75 MVar de compensación capacitiva a 115 kV en la subestación Noroeste (Bogotá).	Adjudicada EEB	Costo UC: 1.13 Oferta: 0.85	75,20%
UPME-03-2003	COMPENSACIÓN CAPACITIVA Diseño, adquisición de los suministros, construcción, puesta en servicio, operación y mantenimiento de 2 x 30 MVar de compensación capacitiva a 115 kV en la subestación Belén (Cúcuta).	Adjudicada EEB	Costo UC: 2.26 Oferta: 1.65	73,00%
UPME-02-2003	LÍNEA DE TRANSMISIÓN A 500 kV Diseño, suministro, construcción, operación y mantenimiento de las líneas de circuito sencillo de 500 kV Bolívar – Copey – Ocaña – Primavera.	Adjudicada ISA	Costo UC: 320.00 Oferta: 189.10	59,10%
UPME-01-2003	LÍNEA DE TRANSMISIÓN A 500 kV Diseño, suministro, construcción, operación y mantenimiento de las líneas de circuito sencillo de 500 kV: Primavera – Bacatá.	Adjudicada ISA	Costo UC: 175.00 Oferta: 105.70	60,40%
UPME-02-1999	LÍNEA DE TRANSMISIÓN A 230 kV Diseño, suministro, construcción, montaje, operación y mantenimiento de la línea de transmisión de 230 kV, circuito sencillo, Sabanalarga, Cartagena.	Adjudicada ISA	Costo UC: ND Oferta: 16.30	
UPME-01-1999	LÍNEA DE TRANSMISIÓN A 230 kV Construcción y operación de las líneas de transmisión de 230 kV circuito sencillo Primavera – Nueva Bucaramanga (Guatiguará) – Tasajero.	Adjudicada ISA	Costo UC: ND Oferta: 48.70	

Como se observa, estos precios de mercado provistos por las convocatorias, son en general marcadamente inferiores a los "Costos Unitarios" vigentes en el Período Tarifario previo, en proporciones superiores a la reducción registrada en los "Costos Unitarios" aprobados por la CREG para el Período Tarifario vigente.

En adición a lo expuesto, en la fórmula tarifaria vigente, el costo de las "servidumbres" se reconoce con un monto independiente, en tanto que el costo de las mismas está incluido en los "Costos Unitarios" que regían previamente y en las ofertas realizadas por los agentes seleccionados en las convocatorias.

c. Vida Útil Normativa de los activos y remuneración de la base de activos

Con relación a la “Vida Útil Normativa” de la infraestructura de transmisión, se presenta un cambio significativo para el grueso de los activos. Las UC de Subestaciones pasan de 25 a 30 años y las UC de Líneas de 25 a 40 años. Estos valores son comparables con los utilizados en la experiencia internacional para este tipo de regulación.

Con respecto a la metodología seleccionada para remunerar los costos de capital, entendemos que la misma corresponde a la simulación de los costos de un entrante en un mercado en competencia. Como tal, deben considerar los costos eficientes de mercado y la evolución tecnológica para el reemplazo de las instalaciones. Adicionalmente, en la medida que la anualidad del Valor de reemplazo es pagada en forma permanente, ese reemplazo es responsabilidad del incumbente, por lo que la vida útil fijada debería reflejar con realismo la vida útil esperada, ya que una vida útil real superior a la establecida a efectos de determinar la anualidad llevaría a sobreremunerar las inversiones realizadas. En todo caso, es importante que los requisitos y penalidades establecidos para mantener la calidad de servicio resulten un incentivo real a la realización de las reinversiones necesarias para un desempeño adecuado de las instalaciones.

La remuneración por valor nuevo de reemplazo conlleva el riesgo de variación de precios de las inversiones ya realizadas. De considerarse que este riesgo no es admisible para los inversores, hay opciones regulatorias que “blindan” el valor de la inversión realizada, y pagan la rentabilidad y depreciación asociada a la misma solo durante el plazo de amortización establecido. Durante el resto de la vida útil, solo se reconocen costos de operación y mantenimiento eficientes.

Vale recordar que en América Latina predominan los métodos basados en los costos de los activos. Para eso existen dos caminos posibles:

1. Métodos basados en la contabilidad
2. Métodos basados en el costo de reposición

Los métodos basados en el costo de reposición buscar estimar la base regulatoria de activos (BRR) a través de la estimación del costo de reposición de los activos por las mejores opciones disponibles en el mercado. Esa estimación puede ser realizada por diversas metodologías. Desde el punto de vista de los consumidores, es la opción más conveniente ya que los mismos pagarán solamente por aquellos activos que un entrante al mercado estaría dispuesto a invertir para prestar el servicio. Desde el punto de vista de los inversores es la opción menos conveniente ya que contiene un algo grado de riesgo regulatorio. Cualquiera sea la metodología que finalmente se escoja, existe una gran dosis de subjetividad a la hora de establecer la optimización de la red a la demanda proyectada.

Los métodos más usados para estimar el costo de reposición de los activos son los siguientes:

1. El Valor Nuevo de Reposición (VNR)
2. El Costo de Reposición Optimizado y Depreciado (CROD)
3. Métodos híbridos

1. Valor Novo de Reposição (VNR)

El VNR es el costo de reposición de los activos existentes por nuevos activos. Es un método tipo “bottom-up”, en el sentido que la cantidad de los nuevos activos para reponer los viejos es estimada generalmente mediante la construcción de una empresa de referencia (ER). Este método es también conocido como *Gross Optimised Replacement Cost* (GORC), ya que no incluye la depreciación. Es importante notar que ese proceso de reposición de

activos por otros equivalentes, incluye cambios tecnológicos en el tiempo. Para determinar cuáles son esos activos se requiere hacer algunas hipótesis sobre el mercado, para así precisar cuáles activos son adaptados a la demanda que se proyecte. Una vez determinada la BRR por este criterio, la misma se ajusta por algún índice de precio hasta la próxima revisión tarifaria, en la cual los valores de reposición son nuevamente estimados según las condiciones del mercado y el estado de la tecnología.

2. Costo de Reposición Optimizado y Depreciado (CROD)

El Costo de Reposición Optimizado y Depreciado (CROD), o por su nombre en inglés *Optimised Depreciated Replacement Cost* (ODRC o DORC), es el costo de la red existente a su valor de un Activos Equivalente Moderno ("Modern Equivalent Asset" -AEM) que ha sido optimizado desde el punto de vista de la ingeniería y ajustado por las depreciaciones correspondientes a su antigüedad. La principal diferencia con el método del VNR es la forma de depreciación de los activos: en el caso de la CROD la depreciación está incluida en la anualidad como si fuese un préstamo.

Corresponde destacar que cuando una empresa tiene capacidad ociosa y activos desadaptados, el método CROD resultará en una base de activos mayor (parcialmente compensada por las depreciaciones y por el uso efectivo de la capacidad), y, por lo tanto, mayores tarifas que las estimadas por el método VNR. Por el contrario, si la empresa tiene activos viejos, el método VNR resultará en valores más altos que los encontrados por el método CROD. En ese sentido, el VNR-ER da resultados que son independientes de la edad de los activos.

Una excelente comparación entre los dos métodos se encuentra en el trabajo de Jadresic (2002), cuya tabla se reproduce a seguir:

Tabla 6 – Comparación entre los métodos CROD y VNR

Premisas	CROD	VNR-ER
Fuente de los activos	Activos de empresa real con deducciones por uso efectivo de la capacidad de los activos	Activos de una empresa de referencia
Precios de los activos	Costo de reposición	Costo de reposición
Base de activos	Activos depreciados según las reglas regulatorias	Valor total dos activos
Gastos de capital	Retorno sobre la base de activos más la depreciación	Anualidad constante sobre el Valor dos Activos
Tasa de retorno	Costo de capital del mercado	Custo de capital do mercado

Fuente: Jadresic (2002)

En situaciones de equilibrio de largo plazo, los dos métodos arrojan resultados equivalentes, tanto en tarifas como en gastos de capital, siempre que la estimación de la vida útil de los activos en servicio sea adecuada.

d. Fijación de la Tasas de Retorno

La Tasa se calcula a partir de la estimación del Costo Promedio Ponderado de Capital (WACC). Con relación a las variables que permiten el cálculo del WACC, se utilizan valores estándar para el "Peso Ponderado de la Deuda" y para el "Peso Ponderado del Capital Propio". Estas variables deberían considerar las cifras financieras sectoriales, o el resultado de un análisis de apalancamiento óptimo de inversiones.

e. Gastos de Administración, Operación y Mantenimiento

El gasto anual de AO&M de referencia, o gastos AO&M a reconocer, se obtiene para cada “Transmisor” como la semisuma entre i) el valor promedio del AO&M Gastado durante el periodo 2001 – 2007; y ii) el valor anual del AO&M Reconocido durante el año 2008.

Al reportar los AO&M Gastados los agentes deben presentar, en forma separada, el valor total de las cuentas en pesos, asociadas con los proyectos ejecutados mediante procesos de libre concurrencia. Esto con el fin de evitar la sobre-remuneración de dichos Gastos.

A partir de los valores de AO&M Gastado, AO&M Reconocido y AO&M de Referencia, se determinan los respectivos porcentajes de AO&M, como la relación entre i) el valor de A&OM y ii) el Costo de Reposición del Activo Eléctrico.

Los Gastos de AO&M que finalmente se reconocen se definen con base en los siguientes criterios:

- Para el año 2009 el AO&M a reconocer corresponde al porcentaje de AO&M de referencia calculado como se describió anteriormente.
- A partir del año 2010 el porcentaje de AO&M a reconocer se determina con base en la información anual de los Gastos AO&M registrados por cada “Transmisor”, teniendo en cuenta lo siguiente:
 - Se establece un límite superior para cada “Transmisor”, equivalente al porcentaje de AO&M de Referencia incrementado en un 0,4%;
 - Se establece un límite inferior igual para todos los “Transmisores” del 1% del Costo de Reposición del Activo Eléctrico.
 - En ningún caso el porcentaje de AO&M a reconocer a un “Transmisor”, en un año dado, será mayor ni menor a los límites superior e inferior establecidos.

Sobre la metodología adoptada se tienen los siguientes comentarios:

- Establecer el AO&M de Referencia como la semisuma de los gastos de AO&M Reconocido en el Año inmediatamente anterior y un promedio de los gastos de AO&M Gastados y efectivamente causados, es una disposición no fundada en criterios de eficiencia, ya que “divide la diferencia entre los costos reales y los antes reconocidos”. No conocemos antecedentes de este tipo en la experiencia internacional
- Se busca obtener información confiable sobre los costos reales incurridos para la regulación futura de estos costos, ya que aún no se dispone, aunque han transcurrido más de 15 años desde que la actividad es regulada por la CREG.

Concordamos con que la obtención de esta información es prioritaria para realizar comparaciones con indicadores de referencia nacionales y/o internacionales en la materia, que parecen convenientes para evitar las distorsiones que podrían originarse en una metodología que solo observa la evolución de costos de la propia concesionaria.

2.1.2. Calidad de Servicio

La Calidad del Servicio se regula partiendo de que el “Ingreso Regulado” de cada Transmisor está asociado con una calidad que tiene las siguientes características:

- a) La duración de las indisponibilidades de los activos utilizados en la prestación del servicio de transmisión no debe superar, sobre una ventana móvil de 12 meses, las Máximas Horas Anuales de Indisponibilidad que se muestran a continuación:

Activos	Máximas Horas Anuales de Indisponibilidad (MHAI)
Bahía de Línea	15
Bahía de Transformación	15
Bahía de Compensación	16
Módulo de Barraje	15
Módulo de Compensación	15
Autotransformador	28
Línea de 220 o 230 kV	20
Línea de 500 kV	37
VQC	5
Otros Activos	10

- b) Las indisponibilidades máximas permitidas de un Activo originadas en catástrofes naturales, tales como Erosión (Volcánica, Fluvial o Glacial), Terremotos, Maremotos, Huracanes, Ciclones y/o Tornados, y las debidas a actos de terrorismo, no deben superar los 6 meses, contados desde la fecha de ocurrencia de la catástrofe.
- c) La Energía No Suministrada (ENS) por la indisponibilidad de un activo no debe superar el 2% de la predicción horaria de demanda para el Despacho Económico estimada por el Centro Nacional de Despacho.
- d) A partir del momento en que las Horas de Indisponibilidad Acumulada de un activo sean mayores que las Máximas Horas Anuales de Indisponibilidad, no se permitirá que la indisponibilidad de este Activo deje no operativos otros activos.
- e) La variación en estas características de calidad del servicio de transporte de energía eléctrica en el STN que exceda o supere los límites señalados en cualquiera de los literales anteriores, generará una reducción o Compensación en el Ingreso del "Transmisor".

Las Metas de Máximas Horas Anuales de Indisponibilidad por Activo se reducen en 0.5 horas, cada vez que se presente alguna de las siguientes situaciones:

- i) Consignación de Emergencia solicitada;
- ii) Modificación al Programa Semestral de Consignaciones y/o Mantenimientos; o
- iii) Retraso en el Reporte de Eventos.

Conceptualmente, las normas que complementan el marco regulatorio de la calidad del servicio en el STN, son similares a las aplicadas para los STR y que se describe en el aparte respectivo.

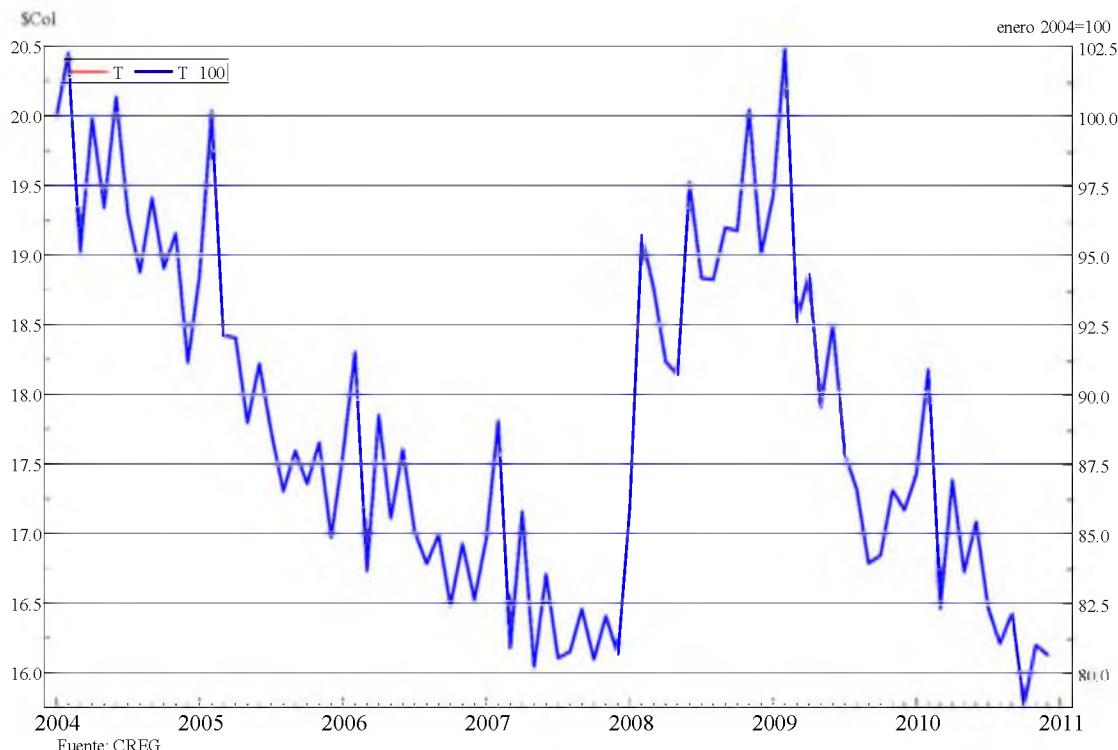
El marco regulatorio adoptado es consistente con las mejores prácticas internacionales en la materia.

3. IMPACTO EX POST DEL MARCO REGULATORIO

3.1. Evolución de la sostenibilidad de la Transmisión

Se analizó en primer lugar el cargo T (Figura 12), el cual muestra una evolución bastante atípica, con una caída permanente en el período 2004-2007, perdiendo en términos reales casi 20%, para luego recuperar en el bienio 2007-2008, para nuevamente caer.

Figura 12 – Evolución del Cargo T



Dada esta evolución bastante anómala del cargo T, resulta interesante analizar el comportamiento de los resultados financieros de las empresas¹². La Tabla 7 muestra la evolución de la Utilidad Operacional¹³ del sector para el período 2004-2010. Si bien en valores absolutos se verifica un aumento de la utilidad operacional del sector, en términos de los ingresos operativos se pasa de 59.5% en el bienio 2006-2007 a 52.5% en 2009-2010, lo que es consistente con la caída antes aludida del cargo T. De todas formas los márgenes de utilidad operacional son holgados y permiten afirmar que no hay problemas de sostenibilidad del sector en el período analizado, es decir que la caída del cargo T resultó en una ganancia para los consumidores sin comprometer la sostenibilidad financiera de las empresas.

¹² Dado el pequeño tamaño de la muestra carece de mayor sentido realizar análisis de diferencias de medias y medianas.

¹³ Para ser más preciso se consideró la Utilidad Operacional ajustada por los depreciaciones

Tabla 7 – Evolución de la Utilidad Operacional del sector Transmisión (2004-2010)

Empresa	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Millones de pesos de 2004							
ISA	387,402	353,879	391,958	379,996	411,625	418,571	407,429
Transelca	69,153	69,643	62,173	62,720	66,760	56,332	56,152
EEB	-47,856	-40,478	37,991	38,542	37,446	39,143	37,914
Millones de dólares							
	161	163	194	225	226	260	277
ISA	29	32	31	37	37	35	38
Transelca	-20	-19	19	23	21	24	26
% de los Ingresos Operativos							
ISA	54.7%	53.7%	64.2%	62.9%	59.8%	59.8%	59.8%
Transelca	56.1%	55.0%	50.4%	52.9%	51.9%	43.9%	45.1%
EEB	-82.3%	-65.8%	63.8%	62.5%	51.0%	53.2%	53.1%

V - DISTRIBUCIÓN

1. OBJETIVOS REGULATORIOS

Para cumplir con las políticas establecidas en los Decretos 387 y 388 de 2007 del MME, la CREG implementó las siguientes modificaciones regulatorias: reconocimiento de la totalidad de las inversiones realizadas, regulación de las Áreas de Distribución (ADD) y la implementación del costo único en nivel de tensión 1 (asociado con la creación de las ADD).

En el marco de lo dispuesto por el Decreto 388 de 2007, y sus modificaciones, la CREG ha expresado en diferentes documentos¹⁴ los objetivos de la metodología para regular la remuneración de la actividad de distribución para el período tarifario 2008-2013. Por una parte, señala que el reto del regulador es desarrollar un marco regulatorio que considere la situación actual (alta correlación de la demanda de energía eléctrica y el PIB, crecimiento anual promedio de la demanda del orden del 3.5%, cobertura superior al 92%, disminución de pérdidas de energía del 35% promedio en el 2003 a un 17% en el año 2006, revaluación del peso frente al dólar, disminución del “spread” sobre la deuda país, mejora sustancial en la situación financiera de las empresas y una mejora menos significativa en la calidad del servicio, aún percibido como ‘regular’ por los usuarios), con los siguientes propósitos:

- Generar una señal de estabilidad en los precios;
- Generar confianza del inversionista;
- Asegurar que los aumentos de productividad de las empresas sean compartidos con los usuarios;
- Procurar una mejora permanente en la calidad del servicio, mediante una regulación de incentivos que asegure la realización de las inversiones necesarias y que los usuarios reciban una calidad mínima¹⁵;

¹⁴ Resolución CREG 111 de 2006 por la cual se sometió a consideración de los agentes, usuarios y terceros interesados, los principios generales conceptuales sobre la remuneración en distribución eléctrica que permitirían establecer con posterioridad la metodología para determinar los cargos en dicha actividad en el Sistema Interconectado Nacional; Resolución CREG 036 de 2008, por la cual se ordena hacer público el proyecto de resolución para aprobar los principios generales y la metodología para la remuneración de la distribución, el Documento CREG 071 del 22 de septiembre de 2008, que contiene la propuesta regulatoria final expedida mediante la Resolución CREG 097 de 2008.

¹⁵ Según el Anexo 4 del Documento CRG 071 de 2008, “la principal conclusión de este diagnóstico es que aún cuando el nivel de calidad del servicio prestado por los OR ha venido mejorando a través de los años, es claro que la mayoría de ellos puede obtener mejores resultados. Es de anotar que en algunas excepciones la calidad del servicio prestada alcanzó niveles muy superiores al promedio. [...] Se observa

- e. Remunerar adecuadamente la actividad de AOM de la distribución, obteniendo información confiable y verificable sobre los costos y gastos incurridos; y
- f. Seguir las directrices del Decreto 388 de 2007 y sus modificaciones;
- g. Procurar mantener estables las tarifas al usuario final, en cuanto sea posible, amortiguando las variaciones de precios o de conformación de las Unidades Constructivas;
- h. Incentivar la realización de inversiones en ampliación de cobertura;
- i. Reiterar el concepto de "integralidad" de las tarifas, en el sentido que éstas implican garantizar una determinada calidad.

2. INSTRUMENTOS REGULATORIOS

Para cumplir los anteriores objetivos, la CREG plantea en términos generales la siguiente propuesta metodológica:

- d. Remuneración de la Inversión:
 - iv) Valoración de activos utilizando Unidades Constructivas;
 - v) Reconocimiento de la totalidad de las inversiones con el AOM correspondiente, siempre que los equipos se encuentren dispuestos para su operación inmediata, para aumentar la confiabilidad del sistema.
 - vi) Tasa de Retorno para remunerar la inversión, con base en el principio de suficiencia financiera del 87.4 de la Ley 142 de 1994¹⁶, utilizando una metodología similar a la establecida para el período tarifario anterior en la Resolución CREG 013 de 2002¹⁷.
- e. Calidad del Servicio: Introducir los incentivos necesarios para que los OR gestionen su calidad en procura de una mejora permanente de la misma¹⁸.
- f. Economías de alcance

Compartir economías de alcance descontando de la anualidad respectiva la mitad del valor promedio de los ingresos, afectados por el impuesto de renta y obtenidos durante los últimos años, en desarrollo de actividades distintas a la prestación del servicio con la misma infraestructura remunerada con la metodología propuesta.

2.1. Soluciones metodológicas planteadas por la CREG

En cuanto a las **soluciones metodológicas planteadas por la CREG** cabe señalar los siguientes aspectos:

- a. Áreas de Distribución (ADD)
 - i. Se establecieron inicialmente 4 ADD.
 - ii. Se establecen cargos por uso únicos para cada nivel de tensión por cada ADD.

que el esquema regulatorio del periodo 2003-2007 si bien generó mejorías en la calidad del servicio, no es suficiente para la toma de decisiones gerenciales necesarias para alcanzar los niveles de calidad esperados en todos los OR.

¹⁶ Según el criterio de suficiencia financiera establecido en este artículo, las fórmulas tarifarias deben permitir remunerar el patrimonio de los accionistas de la misma forma en la que habría remunerado una empresa eficiente en un sector de riesgo comparable.

¹⁷ Resolución 111 de 2006 por la cual la CREG sometió a consideración de los agentes, usuarios y terceros interesados, los principios generales conceptuales sobre la remuneración en distribución eléctrica que permitirían establecer con posterioridad la metodología para determinar los cargos en dicha actividad en el Sistema Interconectado Nacional.

¹⁸ Anexo 4 del Documento CREG 071 del 22 de septiembre de 2008.

- iii. El Liquidador y Administrador de Cuentas (LAC) calcula los cargos por uso únicos y los ingresos reconocidos a cada OR.

b. Nivel de Tensión 4

- i. Continúa esquema de remuneración de Ingreso Máximo, con ajustes periódicos (mensuales) para mantener el ingreso y minimizar los riesgos;
- ii. Continúa sistema facturación y recaudo por parte de los OR y de liquidación a través del LAC.
- iii. Continúa la composición de los Sistemas de Transmisión Regional, con el cambio de un Operador (CENS) de Norte a Centro-Sur.

c. Niveles de Tensión 3 y 2

Continúa metodología de remuneración por Precio Máximo.

d. Inventario a Reconocer y Costo de la Inversión

- i. Se actualizan las Unidades Constructivas (tanto en conformación como en valoración).
- ii. *"Con el propósito de ofrecer una señal de estabilidad en el valor de la remuneración de las inversiones ejecutadas por los OR, con anterioridad a la expedición de la Resolución que recoge la nueva metodología"*¹⁹, el costo de la inversión se calcula como un 90% del costo de la inversión existente, calculado de acuerdo con la metodología del período tarifario anterior (Resolución CREG 082 de 2002), y un 10% de acuerdo con la valoración de las nuevas Unidades Constructivas.
- iii. El costo de la inversión existente se calcula con base en los cargos aprobados para cada OR de acuerdo con la metodología de la Resolución CREG 082 de 2002, y se actualiza con base en los inventarios y energías útiles del año 2007.
- iv. El costo de la inversión nueva se calcula a partir del inventario actualizado y utilizando las nuevas Unidades Constructivas.
- v. Para nivel de tensión 4, el inventario se valora a costo de reposición, con vida útil de 40 años para líneas, y 30 años para UC de subestaciones, y 10 años para centros de control.
- vi. Para el nivel de tensión 3, el inventario se valora a costo de reposición, con vida útil en nivel de tensión 3 de 30 años para subestaciones y 40 años para líneas; y para nivel de tensión 2, 30 años para subestaciones y líneas.
- vii. Continúa porcentaje 4.1% para reconocimiento de activos no eléctricos.
- viii. Los terrenos en nivel de tensión 4 se excluyen de los costos de reposición de los activos, y se remuneran a una tasa del 6.9% anual sobre el avalúo catastral, equivalente al costo implícito de la deuda en el costo de capital.

e. Nivel de Tensión 1

- i. Con el fin de "capturar las particularidades de cada sistema"²⁰, en vez de unos cargos máximos nacionales para redes aéreas, rurales y subterráneas, se establece un costo medio por kWh en el nivel de tensión 1 para cada Operador de Red.
- ii. Determinación del costo medio a través de un procedimiento de levantamiento de información a partir de muestras representativas de cada mercado.

¹⁹ Ver Anexo 6, Cálculo de Cargos, del Documento CREG 071 del 22 de septiembre de 2008.

²⁰ Documento CREG 071 del 22 de septiembre de 2002.

- f. Tasa de Retorno: La remuneración del capital invertido comprende dos aspectos fundamentales: la tasa de retorno a la que se remunera el stock de capital, más conocido como la Base de Remuneración Regulatoria (BBR), y la propia BRR. Para determinar la BRR hay que establecer criterios para definir la vida útil de los activos y el precio de los mismos.
- i. Utilización de Tasas de Retorno para remunerar la actividad de energía eléctrica, calculadas con la metodología del Costo Promedio Ponderado de Capital, como lo hacía la Resolución CREG 013 de 2002 para el período tarifario anterior, asumiendo una estructura deuda/capital de 40%/60%.
 - ii. Se establece una tasa para los sistemas que se remuneran mediante la metodología de Ingreso Máximo y otra para los remunerados mediante la metodología de Precio Máximo.
- g. Expansión y Actualización de Cargos
- i. Se mantienen las normas de la Resolución CREG 070 de 1998 de acuerdo con las cuales el Operador de Red es responsable de elaborar y ejecutar el Plan de Expansión del Sistema que opera.
 - ii. En concordancia con lo dispuesto en el Decreto 388 de 2007, se establece un procedimiento diferente para la actualización de cargos por la entrada en operación de nuevos proyectos con un costo medio superior al aprobado para el Operador de Red, así:
 - Para activos de Nivel de Tensión 4 o Conexión al STN, el costo anual de los activos será revisado por la Comisión cuando el OR presente su solicitud acredite presentación y aprobación del proyecto por parte de la UPME y suscripción del contrato de conexión, cuando se trate de activos de conexión.
 - Para los activos de Nivel de Tensión 3 o 2, que sean identificados por la UPME, se ejecutarán por convocatoria si el OR no manifiesta su intención de ejecutarlo o no inicia su construcción en un término de 1 año.
 - Para los activos de Nivel de Tensión 4, 3 o 2, cuyos costos promedio resulten superiores a los costos medios del Operador de Red, los costos y cargos serán revisados por la Comisión cuando entren en operación, siempre que los proyectos hayan sido aprobados por la UPME de acuerdo con criterios fijados por la CREG.
 - Para los activos financiados con recursos públicos, se ajustarán los costos y cargos cuando se realice la reposición.
- h. Gastos AOM
- i. Se establecen los gastos AOM de referencia para cada OR, como un porcentaje del costo de reposición de la inversión reconocida, teniendo en cuenta el valor anual de AOM gastado y el valor anual de AOM remunerado para el período 2004 – 2007;
 - ii. A partir del año 2010, aplica un ajuste en los gastos AOM, de acuerdo con el comportamiento de los gastos AOM y los índices de calidad.
 - iii. La empresa debe contratar auditorías y reportar información de sus gastos AOM a la CREG.
- i. Calidad del Servicio
- i. Calidad en el STR
 - Se establece el número de horas máximo permitido para indisponibilidades en los activos que conforman los STR.

- Se establece el ajuste de estas metas por la omisión del OR en reportar los eventos y por consignaciones de carácter nacional no programadas.
- Las compensaciones por indisponibilidades (más allá del máximo permitido) serán equivalentes a la remuneración que recibiría el activo por ese período de tiempo.
- Se establece una compensación cuando se presente Energía no Suministrada o se dejen indisponibles otros activos del STR.

ii. Calidad en el SDL

- Esquema de incentivos a cada OR, de tal forma que su gestión de la calidad es reconocida hacia el futuro como un mayor o menor ingreso en función de la mejora o desmejora alcanzada en la calidad.
- Esquema de Compensaciones económicas a los usuarios “peor servidos”, es decir, a aquellos que experimenten un nivel de calidad inferior al promedio histórico percibido por usuarios del mismo grupo de calidad.

j. Pérdidas de Energía

- i. Se establecen cifras de pérdidas de energía para cada OR en la resolución que apruebe los cargos.
- ii. Pérdidas reconocidas por cada nivel de tensión:
 - Para el Nivel de Tensión 4, serán iguales a las técnicas según cálculo efectuado por XM.
 - Para el Nivel de Tensión 3 y 2, serán iguales a las pérdidas técnicas para cada OR, según cálculo efectuado por la CREG.
 - Para el Nivel de Tensión 1, serán la suma de las pérdidas técnicas y no técnicas reconocidas. Las técnicas, las calcula la CREG; las no técnicas, son las que se aprueben a cada OR conforme a los planes de reducción o mantenimiento de pérdidas que presente. Mientras tanto, se reconocen como pérdidas no técnicas la diferencia entre 12.75% y el índice que pérdidas técnicas acumuladas del Nivel de Tensión 1.

k. Criterio de Eficiencia para Transformadores del Nivel de Tensión 1

- i. Se establece un criterio de eficiencia para los transformadores de nivel de tensión 1, a partir del análisis de cargabilidad.
- ii. El criterio de eficiencia de aplica cuando el transformador presente una carga inferior al 40%.

l. Migración de Usuarios a Niveles de Tensión Superiores, previo cumplimiento de los siguientes requisitos:

- i. Justificación técnica de la migración
- ii. Autorización del OR
- iii. Disponer de un contrato de respaldo.

2.2. Análisis conceptual e implicaciones del Marco Regulatorio aplicable

2.2.1. Metodología de remuneración

La metodología de remuneración varía según el Nivel de Tensión de operación de los activos:

“Metodología de Ingreso Regulado (Revenue Cap). Metodología de remuneración mediante la cual la Comisión establece los ingresos que requiere cada Operador de Red, para remunerar los activos de uso del Nivel de Tensión 4 y que sirven para calcular los cargos de los STR.

Metodología de Precio Máximo (Price Cap). Metodología de remuneración mediante la cual la Comisión aprueba, para cada Operador de Red, los cargos máximos por unidad de energía transportada en los Niveles de Tensión 1, 2 y 3 de su sistema²¹.

El Precio Máximo aplicable en los Niveles de Tensión 1, 2 y 3, corresponde al “Costo Medio Histórico” de prestación del servicio.

- a. Efecto del Costo Medio Histórico en los Cargos por Uso de los Niveles de Tensión 2 y 3

Aunque muy utilizada en la experiencia internacional, la adopción de Cargos por Uso con base en Costos Medios Históricos, presenta externalidades negativas:

- Desconoce el estado de desarrollo de las Redes de Distribución de las distintas empresas. Topologías inadecuadas o redes insuficientes, tienden a no alterar su situación en el tiempo;
- Desconoce que no todas las empresas se encuentran en puntos de operación que les permitan beneficiarse de las economías de escala (rendimientos no decrecientes de escala) asociadas al negocio de redes;
- Esta metodología tiende a favorecer a las empresas cuyo costo medio de prestación del servicio se reduce a medida que aumenta la cantidad vendida y perjudica a las empresas que no operan en la porción descendente de la curva de costos, o que requieren cambio de escala de operación;
- Períodos Tarifarios superiores al quinquenio, exacerbaban la situación de beneficio o perjuicio de las empresas, derivados de los factores previamente mencionados;
- La metodología incentiva la sobreexplotación de líneas y subestaciones hasta el límite de su cargabilidad;
- La metodología induce a que las empresas pospongan al máximo sus requerimientos de inversión, preferiblemente hacia el final del Período Tarifario;

La aplicación de los costos medios es aceptable en la medida en que no se extienda excesivamente el plazo entre revisiones tarifarias

- b. Metodología para la determinación del Costo Anual por el Uso de los Activos de los Niveles de Tensión 4, 3 y 2

Los Costos y Gastos que definen el Costo Anual Equivalente de estos Activos son los siguientes:

- Costo Anual Equivalente de Activos de Uso;

²¹ Resolución CREG 097 de 2008, Artículo 1 – Definiciones.

-
- Costo Anual de Unidades Constructivas (UC) que no se asocian con un Nivel de Tensión específico;
 - Costo Anual de Terrenos;
 - Costo Anual Equivalente de Activos No Eléctricos; y
 - Gastos Anuales de Administración, Operación y Mantenimiento.

Los Costos Unitarios de las UC, que determinan el “Costos de Reposición a Nuevo” de cada activo o grupo de activos en que se clasifica la infraestructura de los STR y SDL (UC de Líneas, UC de equipos de subestaciones, UC de transformadores, UC de equipos de compensación, UC de equipos, UC de conexión al STN y UC de Centros de Control y calidad), en principio, según planteamiento de la CREG, deberían resultar de multiplicar el costo FOB de la respectiva Unidad por el Factor de instalación correspondiente²².

Aplicar el “Costo de Reposición a Nuevo” para valorar la inversión existente, presenta las siguientes debilidades:

- Puede sobrevalorar los activos de un Período Tarifario al siguiente, asignándoles valores por encima del valor efectivo de la inversión. Esto equivale a imputarle a los usuarios finales costos inexistentes; o
- Puede subvalorar los activos de un Período Tarifario al siguiente, asignándoles valores por debajo del valor efectivo de la inversión. Podría afectar el principio de “suficiencia financiera” previsto en la ley.

El mecanismo corresponde a simular los costos que tendría un nuevo entrante en un mercado en competencia.

En general puede afirmarse que la “Vida Útil” de los activos de distribución supera los veinticinco (25) años. Asignarle a un activo con estas características valores disímiles e inciertos a lo largo de su “Vida Útil”, puede ser considerado un riesgo no aceptable para el inversor.

Para las empresas cuyas acciones se transan en la Bolsa de Valores, el efecto de esta metodología es mayor, en la medida en que la forma en que el regulador valore sus inversiones repercute en el valor de las acciones de la compañía en la Bolsa.

El “Costo de Reposición a Nuevo” resulta útil para estimar los valores de inversión previstos en un Plan de Expansión. Como se indicó, la metodología vigente se basa en el Costo Medio Histórico de prestación del servicio y los OR no están obligados a expandirse. La implicación de la valoración a “Costo de Reposición” aplicable a toda la masa de activos, es que puede aprobarse a un OR sin proyectos relevantes de expansión, una remuneración en exceso sin que acometa la ejecución de nuevas obras.

La CREG afirma en documento soporte que:

“La utilización en cada periodo tarifario de los “costos más recientes” (como una aproximación a los costos de reposición a nuevo) para la valoración de activos, en un sector con bajas tasas de reposición, activos con vidas útiles mayores a 25 años y gran variación en los precios, genera volatilidad en la valoración de los activos, tal como se mencionó anteriormente. La utilización de estos costos traslada a la remuneración de activos y, por lo tanto, a las tarifas la volatilidad de estas variables, algunas de las cuales no son gestionables por los OR.”

²² Al final la CREG opta por utilizar precios DDP (*Delivered Duty Paid*), en lugar de los precios FOB que se encontraban vigentes.

En el estudio presentado por el CNO en diciembre de 2000 se evidencia la ocurrencia de lo mencionado anteriormente (dificultad para obtener costos de reposición a nuevo y alta volatilidad de los precios): En una de sus conclusiones se dice: “Aunque se definió inicialmente obtener el costo de las Unidades Constructivas a partir de costos de los últimos cinco años, no fue posible lograrlo completamente en todos los grupos ya que en algunos casos no se dispuso de información histórica completa o confiable por variaciones bruscas en el comportamiento del mercado en algunos componentes. Además existen unidades constructivas para las cuales no ha habido inversiones en los últimos tres años. Por lo anterior, el grupo de Redes utilizó información del último año, debido a la gran dinámica de construcción, el Grupo de Subestaciones y líneas de 115 kV información de los últimos 5 años o más y el Grupo de Supervisión y Control costos actuales e históricos.

Teniendo en cuenta lo anterior y los criterios definidos en el numeral 3.2, la Comisión propone la utilización de costos reconocidos que reduzcan el efecto de la volatilidad en el precio de los elementos sobre la valoración de los activos”²³.

Con relación a los “Costos de Instalación”, que en la metodología anterior se estimaba como un porcentaje del precio FOB de la UC, se modificó el criterio, desarrollando un análisis de precios unitarios para las actividades de montaje, pruebas y puesta en servicio, obras civiles e ingeniería para las diferentes UC. Con este análisis se obtuvo un costo de instalación independiente del costo DDP de la UC que incluye los recursos necesarios para desarrollar estas actividades valorados a los precios de mercado.

Las gráficas que presenta la Comisión en el documento soporte, que muestran la evolución de los precios del Aluminio, el Cobre y el Acero, durante el período 2003/2004 – 2007, permiten ver las variaciones que surgen de la metodología adoptada para determinar los “Costos Unitarios” de las UC, considerando que éstos se emplean para valorar toda la inversión existente y no solamente para valorar la inversión efectuada por los OR durante el período 2005-2006, o para estimar el valor de nuevas inversiones:

En la medida en que ese riesgo de variación del valor reconocido para las inversiones realizadas se considere no aceptable, podría ser conveniente adoptar una regulación que “blinde” el precio de las inversiones ya realizadas (instalaciones existentes), durante el plazo de amortización de las mismas.

c. Metodología para la determinación del Costo Anual por el Uso de los Activos del Nivel de Tensión 1

En el Período Tarifario anterior, ante la dificultad y el costo que implica contar con un inventario detallado de las redes de baja tensión, para estimar las inversiones se había fijado un cargo máximo basado en cargos únicos nacionales para redes aéreas y subterráneas. El cargo máximo de cada OR resultaba de la ponderación del cargo máximo reconocido para redes aéreas rurales y urbanas en función de la composición urbana/rural de cada OR.

No obstante, la CREG tuvo en cuenta las siguientes consideraciones para el cambio metodológico que se registró en el actual Período Tarifario:

- “Diferencias en topología y conformación de las redes debido a condiciones propias de cada mercado como: densidad de la demanda, topografía, características de la demanda, entre otras.

²³ Documento CREG 071 del 22 de septiembre de 2008

- *Diferencias de las prácticas de construcción de los OR, dadas por las normas de cada empresa, normas de urbanismo municipales, necesidad de redes especiales (trenzadas, subterráneas, anti fraude).*
- *Diferencia en los esquemas de planeación de los sistemas considerando la complementariedad de redes en los niveles de tensión 1 y 2.*
- *Diferencias en los niveles de cobertura en las diferentes regiones del país*²⁴.

Se adoptó como metodología para capturar las diferencias anotadas, el diseño por parte de los OR de una “*Muestra Aleatoria Estratificada Simple*”, que debía cumplir los siguientes criterios básicos:

- Nivel de confianza del 95%.
- Error máximo del 10%.
- Representatividad por Grupo de Calidad.
- La variable de diseño debía corresponder a alguna de las siguientes variables sugeridas para la caracterización de la red:

Una vez aprobado el tamaño de muestra de cada OR la CREG seleccionó los transformadores a los cuales las empresas debían hacer el levantamiento de información.

Para determinar el cargo máximo que remuneraría los activos, se estimó el costo medio de las inversiones (pesos por circuito) de cada estrato (grupo de calidad), o subgrupo, a partir de la información de la muestra. Los resultados se expandieron al total de redes de cada OR.

Estimada la inversión total, se determinó el costo medio de prestación del servicio utilizando las ventas totales en este Nivel, afectadas por las pérdidas no técnicas no reconocidas al OR.

d. Fijación de la Tasas de Retorno

La Tasa se calcula a partir de la estimación del Costo Promedio Ponderado de Capital (WACC). Con relación a las variables que permiten el cálculo del WACC, se utilizan valores estándar para el “Peso Ponderado de la Deuda” y para el “Peso Ponderado del Capital Propio”. Estas variables deberían ser un resultado endógeno inferido de las cifras financieras sectoriales, o el resultado de un análisis de apalancamiento óptimo de inversiones. Adicionalmente, en un país con las importantes diferencias regionales en términos de complejidad económico-social como es el caso de Colombia, parece oportuno señalar que no tiene el mismo riesgo invertir en Bogotá que en el Caquetá, por lo que al menos sería interesante analizar la posibilidad de otorgar un premio por tamaño a las empresas pequeñas, similar a lo que realiza la Agencia Reguladora de Saneamiento y Energía del Estado de São Paulo (ARSESP).

e. Cálculo de los Cargos por Uso

La formulación efectuada se puede resumir en los siguientes términos:

- Los “Costos Unitarios” de las “Unidades Constructivas” adoptados por la CREG para el Período Tarifario en curso, implicaban una reducción significativa del valor de las inversiones reconocidas a los OR en el Período Tarifario previo.

²⁴ Anexo 2 – Documento CREG 071 del 22 de septiembre de 2008

- Para evitar este efecto negativo, que consideró inadecuado en todo sentido, y dado que la misma CREG tenía entre sus objetivos evitar la volatilidad en la valoración de inversiones, , optó por afectar el cálculo de los Cargos por Uso de los diferentes Niveles de Tensión.
- De la formulación, es posible concluir que la CREG está ponderando los “Costos Unitarios” de las “Unidades Constructivas” de la Resolución CREG 082 de 2002, con los “Costos Unitarios” de las “Unidades Constructivas” de la Resolución CREG 097 de 2008, en proporciones 90% y 10% respectivamente.

Aunque la decisión de limitar la volatilidad en la remuneración de las inversiones ya realizadas parece razonable y justificada, la metodología adoptada resulta “ad hoc” y hace difícil su previsibilidad futura..

Se genera innecesariamente una mayor percepción de “Riesgo Regulatorio” entre los OR, en la medida en que, con miras al próximo Período Tarifario se desconoce si la CREG continuará aplicando como criterio para la valoración de la masa de activos existentes, “Costos de Reposición a Nuevo” y/o si dicha decisión estará condicionada a los resultados que se obtengan en su momento.

2.2.2. Gastos de Administración, Operación y Mantenimiento

El valor anual de AO&M de referencia reconocido, es el resultado de la semisuma del AO&M promedio que se le remuneró al OR en los cuatro años previos a la expedición de la metodología tarifaria y el valor promedio de los AO&M efectivamente gastado por el agente durante el mismo período.

Para distribuir los gastos de AO&M y asignarlos a cada Nivel de Tensión, se calcula las siguientes relaciones:

$$PAOMG_{j,04-07} = \frac{AOMG_{j,04-07}}{\sum_{n=1}^4 CRI_{j,n}}$$

$$PAOMR_{j,04-07} = \frac{AOMR_{j,04-07}}{\sum_{n=1}^4 CRI_{j,n}}$$

$$PAOM_{j,ref} = \frac{AOM_{j,ref}}{\sum_{n=1}^4 CRI_{j,n}}$$

PAOMG = AO&M Gastado/Costo de Reposición de la Inversión Reconocida

PAOMR = AO&M Reconocido/Costo de Reposición de la Inversión Reconocida

PAOM = AO&M de Referencia/Costo de Reposición de la Inversión Reconocida

Los valores de los Porcentajes obtenidos de AO&M son iguales para todos los Niveles de Tensión, permanecen fijos y son aprobados para cada OR en la Resolución de Cargos particular.

a. Gastos AO&M a Reconocer

Se dispuso que para los años 2008 y 2009 el Porcentaje de AO&M a Reconocer al OR ($PAOM_{j,k}$), igual para todos los Niveles de Tensión, es el Porcentaje de los AO&M de Referencia ($PAOM_{j,ref}$).

A partir de 2010 el Porcentaje de AO&M a Reconocer al OR ($PAOMR_{j,k}$), se determina con base en la información anual de los Gastos AO&M presentados por dicho OR y el comportamiento en los “*Indicadores de Calidad*” de su Sistema.

- Se establece un límite superior para cada OR equivalente su Porcentaje de AO&M de Referencia ($PAOM_{j,ref}$) incrementado en un 0.7%.
- Se establece un límite inferior igual para todos los OR del 1% del Costo de Reposición de la Inversión Reconocida.
- En ningún caso el Porcentaje de AO&M a Reconocer a un OR ($PAOMR_{j,k}$) será mayor ni menor a los límites superior e inferior establecidos.
- El Porcentaje de AO&M a Reconocer a un OR ($PAOMR_{j,k}$), se aplica a partir del mes de mayo del año respectivo.
- Cada año los OR deben enviar a la CREG la información extractada del Plan Único de Cuentas (PUC), a 31 de diciembre del año inmediatamente anterior con la cual se determina el AO&M Demostrado por el OR, en el año $k-1$, ($AOADM_{j,k-1}$).

El nuevo AO&M se calcula como Porcentaje del Costo de Reposición de la Inversión Reconocida, debidamente indexado.

- b. Gastos AO&M a Reconocer si Estándar de Calidad del Año $k-1 \leq$ Estándar de Calidad del Año $k-2$

El estándar de calidad a que se hace referencia corresponde la denominado “*Índice Anual Agrupado de la Discontinuidad (IAAD)*”, calculado de manera agregada para los Niveles de Tensión 2 y 3, y en forma independiente para el Nivel de Tensión 1.

Si el Promedio de los *IAAD* del año 2008 hasta el año $k-1$, es igual o inferior al Promedio de los *IAAD* del año 2008 hasta el año $k-2$, el Porcentaje de AO&M a Reconocer ($PAOMR_{j,k}$) en el año k , será igual a la semisuma entre el $PAOMR_{j,k-1}$ y el $PAOMD_{j,k-1}$.

- c. Gastos AO&M a Reconocer si Estándar de Calidad del Año $k-1 >$ Estándar de Calidad del Año $k-2$

Si el Promedio de los *IAAD* del año 2008 hasta el año $k-1$, es superior al Promedio de los *IAAD* del año 2008 hasta el año $k-2$, el Porcentaje de AO&M a reconocer en el año k , adoptará uno cualquiera de los siguientes valores:

- i. Sí $PAOMG_{j,04-07} \geq PAOMR_{j,04-07}$ y $PAOMD_{j,k-1} \geq PAOMR_{j,k-1}$

$$PAOMR_{j,k} = \frac{PAOMR_{j,k-1} + PAOMR_{j,04-07}}{2}$$

- ii. Sí $PAOMG_{j,04-07} \geq PAOMR_{j,04-07}$ y $PAOMD_{j,k-1} < PAOMR_{j,k-1}$

$$PAOMR_{j,k} = \text{Min}\left(PAOMD_{j,k-1}; \frac{PAOMD_{j,k-1} + PAOMR_{j,04-07}}{2} \right)$$

- iii. Sí $PAOMG_{j,04-07} < PAOMR_{j,04-07}$ y $PAOMD_{j,k-1} \geq PAOMR_{j,k-1}$

$$PAOMR_{j,k} = \frac{PAOMR_{j,k-1} + PAOMG_{j,04-07}}{2}$$

iv. Sí $PAOMG_{j,04-07} < PAOMR_{j,04-07}$ y $PAOMD_{j,k-1} < PAOMR_{j,k-1}$

$$PAOMR_{j,k} = \min \left(PAOMD_{j,k-1}; \frac{PAOMD_{j,k-1} + PAOMG_{j,04-07}}{2} \right)$$

En términos generales, el reconocimiento de mayores Gastos de AO&M asociados con un mejor desempeño del OR en su gestión de calidad, se considera una señal regulatoria adecuada, si el aumento en dichos Gastos está asociado con la mejora en la calidad registrada.

Sobre la metodología adoptada se tienen observaciones similares a las comentadas en el caso de transmisión, ya que no hay fundamentación de que los costos reconocidos sean eficientes.

En el caso de la distribución, además, la experiencia internacional se inclina por la aplicación de técnicas de *benchmarking*, que en caso de Colombia contaría con una muestra importante de empresas. La bibliografía más reciente incluye, tomando en cuenta el *trade-off* implícito en las decisiones de gestión, la consideración de los costos asociados a pérdidas no técnicas y no cumplimiento de los niveles de calidad adecuados.

2.2.3. STR y ADD

a. Conformación de los STR y las ADD

Es sustancial la diferencia entre las ADD establecidas inicialmente por la CREG y las ADD finalmente conformadas por el MME, que a través de norma, asumió la competencia de definición de dichas Áreas que anteriormente había delegado en la CREG.

A la fecha, 10 de los 30 Sistemas de Distribución pertenecientes al SIN no han sido objeto de agrupación, ya sea porque presentan características particulares que los diferencian de los restantes Sistemas, o ya sea por razones que no se han precisado explícitamente:

STR Centro - Sur		ADD
1	Central Hidroeléctrica de Caldas	
2	Centrales Eléctricas de Nariño	Occidente
3	Centrales Eléctricas del Cauca	Occidente
4	Centrales Eléctricas del Norte de Santander	
5	Codensa	Oriente
6	Compañía de Electricidad de Tuluá	Occidente
7	Compañía Energética del Tolima	
8	Distribuidora del Pacífico	
9	Electrificadora de Santander	
10	Electrificadora del Caquetá.	Sur
11	Electrificadora del Huila	Oriente
12	Electrificadora del Meta	Sur
13	Empresa de Energía de Arauca	Oriente
14	Empresa de Energía de Boyacá	Oriente
15	Empresa de Energía de Casanare	Sur
16	Empresa de Energía de Cundinamarca	Oriente
17	Empresa de Energía de Pereira	
18	Empresa de Energía del Bajo Putumayo	Sur
19	Empresa de Energía del Pacífico	Occidente
20	Empresa de Energía del Putumayo	Sur
21	Empresa de Energía del Quindío	
22	Empresa de Energía del Valle del Sibundoy	Sur
23	Empresa de Energía Eléctrica del Departamento del Guaviare	Sur
24	Empresas Municipales de Cali	Occidente
25	Empresas Municipales de Cartago	Occidente
26	Empresas Municipales de Energía Eléctrica	Occidente
27	Empresas Públicas de Medellín	
28	Municipio de Campamento	
29	Ruitoque	
STR Norte		ADD
30	Electrificadora del Caribe	Norte

Aunque el “estampillamiento” de Sistemas de Distribución puede estar orientado a cumplir con lo establecido en el Artículo 44 de la Ley 143 de 1994²⁵, el principio que inspira esta disposición legal se circumscribe a los usuarios residenciales de los estratos I, II y III, e invoca la neutralidad al imponer el mandato.

El principio de neutralidad de acuerdo con la misma Ley, “...exige, dentro de las mismas condiciones, un tratamiento igual para los usuarios, sin discriminaciones diferentes a las derivadas de su condición social o de las condiciones y características técnicas de la prestación del servicio”.

²⁵ “En virtud del principio de neutralidad, no pueden existir diferencias tarifarias para el sector residencial de estratos I, II y III, entre regiones, ni entre empresas que desarrollen actividades relacionadas con la prestación del servicio eléctrico, para lo cual la Comisión de Regulación de Energía y Gas definirá el período de transición y la estrategia de ajuste correspondiente”

Si bien, puede afirmarse que los costos que le imponen a la red los usuarios residenciales pertenecientes a los estratos I, II y III, son similares y no deben diferir sustancialmente entre regiones y entre empresas, no puede afirmarse lo mismo los otros tipos de consumidores.

b. Cargos por Uso de las ADD

Los Cargos por Uso de las ADD se calculan con base en el promedio ponderado de la “Energía Facturada” por los OR que conforman la respectiva Área, entre el mes $m-2$ y el mes $m-13$.

Los ingresos individuales de los OR en cuestión, se calculan del mismo modo con base en la “Energía Facturada” en el mes m .

- El OR Excedentario es aquel que cuenta con un Cargo por Uso en un nivel de tensión determinado menor que el Cargo Único por Nivel de Tensión de la ADD a la que pertenece.
- El OR Deficitario es aquel que cuenta con un Cargo por Uso, en un nivel de tensión determinado, mayor que el Cargo Único por Nivel de Tensión de la ADD a la que pertenece.
- El OR Deficitario factura y cobra directamente a los comercializadores que atienden usuarios conectados a su sistema con el Cargo Único por Nivel de Tensión, descontando lo correspondiente al Cargo por Uso del Nivel de Tensión 4 facturado por el LAC y espera instrucciones del citado organismo para facturar los valores restantes a los Comercializadores que atienden usuarios de la misma ADD.
- El OR Excedentario factura y cobra a los comercializadores que atienden usuarios conectados a su sistema según las instrucciones del LAC, descontando lo correspondiente al Cargo por Uso del Nivel de Tensión 4 facturado.

La definición de los Cargos Únicos con base en la “Energía Facturada”, implica cruce de subsidios de desempeño desde las empresas con altos niveles de recaudo excedentarias y las empresas deficitarias con gestión deficiente en esta materia.

Las empresas deficitarias con gestión de cartera por debajo del promedio de los OR del Área, perciben ingresos adicionales a los que recibirían con sus niveles de recaudo. No hay señales que relacionen ingresos con desempeño.

Otro efecto no compensado, en el caso de los OR excedentarios, es el aprovisionamiento de cartera que deben realizar según su nivel de recaudo. No solo están aprovisionando la cartera propia, sino que deben aprovisionar y eventualmente castigar cartera de terceros (no es claro que puedan vender la cartera de terceros). Lo anterior podría afectar sus resultados financieros.

2.2.4. Expansión de los STR

Como se indicó, la metodología de remuneración aplicable a los activos pertenecientes al Nivel de Tensión 4, corresponde a “Revenue Cap”. En la medida en que se tienen en cuenta las “Inversiones” efectuadas por los OR como corte transversal (Inversión Existente, sin Inversiones en Expansión), se establecen criterios y procedimientos para definir el “Plan de Expansión de los STR” y criterios para definir quién ejecuta las obras correspondientes.

a. Activos del STR ejecutados por el OR

Para ejecutar nuevas inversiones en el STR, el OR debe:

- Presentar ante la UPME el proyecto, con las alternativas estudiadas y sus respectivas evaluaciones económicas.

- Aprobación de los proyectos por parte la UPME de acuerdo con los criterios de expansión del Sistema Interconectado Nacional adoptados por el Ministerio de Minas y Energía.
- Para los proyectos de Conexión del OR al STN, suscripción del respectivo contrato de conexión siempre y cuando el OR que se conecta al STN sea diferente del transportador responsable de la red de transmisión en el punto de conexión.

b. Activos del STR ejecutados mediante Convocatorias

Está previsto que se sometan a convocatoria la ejecución de nuevas inversiones en el STR, si se presentan las siguientes circunstancias:

- i. Cuando la UPME, dentro del Plan de Expansión del STN, haya identificado proyectos en ese Sistema que requieren a su vez de la ejecución de otros proyectos en los STR, informará al OR que se conectaría a las nuevas subestaciones del STN sobre los proyectos de expansión requeridos en el STR y la fecha definida en el Plan para su puesta en operación.
- ii. El OR deberá manifestar por escrito a la UPME, dentro del término que ésta le señale, si desea desarrollar el respectivo proyecto de expansión, caso en el cual se obligará a ponerlo en operación en la fecha definida en el Plan. Si el OR no manifiesta su interés de desarrollar el proyecto de expansión del STR, este proyecto será ejecutado a través de mecanismos de libre concurrencia.
- iii. En todo caso solo se podrá iniciar el mecanismo de convocatoria del STN, que requiere los proyectos del STR, cuando el OR que se conectaría al proyecto otorgue las garantías a que haya lugar, en lo aplicable a proyectos de expansión originados en solicitudes de conexión de usuarios.
- iv. En caso de que el costo promedio (\$/kWh) estimado de un proyecto del STR, el cual incluye la inversión y el AOM, sea inferior al Costo Medio para el Nivel de Tensión 4 del OR al que se conectaría dicho proyecto y, adicionalmente, no se haya iniciado su construcción en el término de un año contado a partir de su inclusión en el Plan de Expansión por parte de la UPME, el mismo será ejecutado a través de mecanismos de libre concurrencia en los cuales podrán participar los OR existentes. En todo caso solo se podrá iniciar el mecanismo cuando el OR que se conectaría el proyecto otorgue la garantía respectiva.
- v. Las normas, condiciones y garantías de las convocatorias serán aprobadas en resolución aparte donde se incluirá la forma en que se actualizarán los costos anuales de los OR que atiendan usuarios beneficiados por el proyecto y la metodología de remuneración de los costos a quien se le adjudique la ejecución del proyecto objeto de la convocatoria.

En informe reciente²⁶ del Comité de Seguimiento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica, instancia independiente, contratada por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD) titulado: "La Operación del Sistema de Transmisión Regional al Borde del Colapso", los autores sostienen que la situación de los STR y los SDL es crítica, debido a la falta de ejecución oportuna de los planes de expansión de la infraestructura requerida, atrasos que comprometen el abastecimiento adecuado de electricidad a los usuarios en la mayoría de las regiones del país. Sostienen que no se han realizado las expansiones requeridas del STR en forma oportuna, lo que ha puesto en riesgo la confiabilidad del Sistema. Continúan diciendo que la cargabilidad de un buen número de transformadores y/o

²⁶ Informe No 62 – 2011.

circuitos de transmisión es cercana al 100% bajo condiciones normales de operación, conllevando racionamientos de demanda para poder efectuar la operación de las redes.

Otro informe público, suscrito conjuntamente por XM S.A. E.S.P., la UPME y el Consejo Nacional de Operación y dirigido a la CREG, hace advertencias en el mismo sentido.

No es aún claro, por qué los OR no han emprendido la ejecución de los proyectos que requieren sus respectivos Sistemas, algunas de las razones que podrían ser las siguientes:

- El proceso de presentación de proyectos ante la UPME resulta dispendioso y no tiene la celeridad requerida;
- El diseño de los proyectos, que antes era atribución casi exclusiva de los OR, es a veces alterado por la UPME, por cambios en trazado, en puntos de conexión propuestos, etc.;
- Los proyectos compiten por los fondos disponibles para inversión con otros de tasa de remuneración más ventajosa,
- En el “Plan de Expansión 2010 – 2024” elaborado por la UPME, se presenta el siguiente diagnóstico sobre la cargabilidad de los transformadores del STR, con base en información de XM S.A. E.S.P.:

Transformador	No de veces > 100 %	No de veces 100 - 100 %
SNCARL - ATRAF03	0	2
BELLO - ATRAF01	0	1
SNCARL - ATRAF04	0	1
MALENA - TRAF001	1	2
CERROI - ATRAF02	0	1
CHINU - ATRAF01	1	31
CHINU - ATRAF02	7	47
SABANC - ATRAF04	0	23
TERNERI - TRAF001	0	13
TERNERI - TRAF002	0	36
VALLEDI - ATRAF02	3	14
VALLEDI - ATRAF03	3	23
CUESTCI - TRAF002	0	4
SANTAMI - TRAF002	0	1
FUNDAC - ATRAF01	1	1
BMANGA - ATRAF01	4	54
PALOS - ATRAF01	1	5
GUACA - ATRAF01	6	8
CIRCO - ATRAF01	0	0
ESMERA - ATRAF01	1	7
ESMERA - ATRAF02	1	8
JAMOND - ATRAF01	1	1
PANCEI - ATRAF03	0	17
PANCEI - ATRAF04	0	2
YUMBO - ATRAF01	0	1
YUMBO - ATRAF02	0	4
YUMBO - ATRAF03	0	2
YUMBO - ATRAF04	1	8
PANCEI - ATRAF02	0	2
MIROLINDO - IBAGUE TRAF001	2	7

Manifiesta la UPME que:

"Las áreas de mayor criticidad son Cerromatoso, Chinú, Bolívar, Cesar, Santander, y Tolima.

En el caso de Atlántico, los problemas no se registran en la tabla ya que en el área se programa generación de seguridad. En Magdalena, CRQ, Nariño y Valle, las necesidades son evidentes, aunque los registros no muestren mayores violaciones.

Esta información hace alusión al comportamiento de los transformadores en régimen permanente, bajo condiciones normales de operación. En el diagnóstico y los análisis por áreas se detallan otras necesidades de expansión, ya que para la mayoría de los casos, se agudizan los problemas ante contingencia.

Al margen de lo anterior, es evidente la necesidad de ampliar la capacidad de transformación en las subestaciones Cerromatoso, Chinú, Valledupar, Fundación y Jamondino. En el caso de Bolívar, Santander, CRQ y Valle, se identifican soluciones

en el corto plazo, como son los proyectos El Bosque, Piedecuesta, Armenia y Alférez, respectivamente. En el caso del Tolima, la UPME aprobó para diciembre de 2009 el segundo transformador 230/115 kV en la subestación Mirolindo, no obstante, a la fecha este proyecto aún no ha entrado en operación".

En el citado documento la UPME realiza también diagnósticos sobre las áreas operativas en que clasifica los STR, con los siguientes resultados:

TRANSFORMADORES	LÍNEAS	RAÍS TENSIONES	COTINGENCIAS	AVANCES
Bolívar				
Los transformadores 220/66 kV de la subestación Ternera quedan al 70% y 76% con la entrada de la compensación capacitativa	Cargabilidades superiores al 90% en los enlaces Chambacú-Cartagena 66 kV y Consipique-Ternera 66 kV		<ul style="list-style-type: none"> • Ante contingencias sencillas en los enlaces a nivel de 66 kV (Bocagrande-Cartagena, Cartagena-Chambacú, Ternera Zaragocilla y Ternera-El Bosque) se presentan violaciones por sobrecarga en toda la red del STR • La contingencia de uno de los transformadores 220/66 kV de la subestación Ternera ocasiona violaciones por sobrecarga en el banco papalelo que queda en operación • La falla del transformador 220/110 kV de la subestación Candelaria ocasiona la pérdida de las demandas asociadas a las subestaciones 110 kV Candelaria, Argos, Nueva Consipique 	Convocatoria UPME 02 de 2008 El Bosque 220/66 kV
Guajira - Cesar - Magdalena				
Transformador Valledupar 220/110 kV supera el 90% de cargabilidad			<ul style="list-style-type: none"> • La falla del enlace Gaira-Santa Marta 110 kV ocasiona violaciones por sobrecarga en el transformador de conexión existente en Fundación • La contingencia del transformador Cuestecitas 220/110 kV - 100 MVA ocasiona violaciones por sobrecarga en el banco papalelo que queda en operación • Se presenta demanda no atendida (radiales) ante las contingencias sencillas de los transformadores 220/110 kV de Valledupar y Copey • Se presentan violaciones por sobrecarga ante contingencia en cualquiera de los transformadores de 	El OR presentó los estudios de conexión relacionados con la ampliación de transformación en Fundación y Valledupar. Sin embargo esta expansión no representa una solución definitiva a los problemas identificados ante contingencia
Córdoba - Sucre				
Los transformadores 500/110 kV de la subestación Chinú presentan una cargabilidad superior al 90%		Magangué 110 kV Monpox 110 kV Montería 110 Río Sinú 110 kV	<ul style="list-style-type: none"> • Ante contingencias sencillas en cualquiera de las líneas 110 kV Chinú-San Marcos, Chinú-Sincelejo, Sincelejo-Magangué y Magangué-Monpox, se presenta pérdida de carga (demandas alimentadas de forma radial) • La contingencia sencilla de uno de los transformadores 500/110 kV de la subestación Chinú ocasiona violaciones por sobrecarga en el banco que queda en operación. Así mismo, se presentan violaciones de tensión en las subestaciones 110 kV Magangué, Boston y Monpox 	Respecto a la radialidad del área el OR presentó el estudio de mitigación de riesgo, el cual considera la línea Mompox-El Banco 110 kV y compensación capacitativa en esta última subestación
Atlántico				
Los transformador de Tebsa 220/110 kV superan el 90% de cargabilidad			Contemplando generación mínima en el área se presentan violaciones por sobrecarga ante la contingencia de cualquiera de los transformadores de conexión de las subestaciones Tebsa y Flores	Se aprobó la ampliación de transformación en Flores y unión de barras 110 kV para abril de 2010. Sin embargo el OR ha manifestado que dicha expansión estará en operación solo en hasta el año 2011

TRANSFORMADORES	LÍNEAS	BAJAS TENSIONES	COTINGENCIAS	AVANCES
Antioquia				
Los transformador de Bello pueden superar el 90% de cargabilidad si se considera un despacho alto de generación en el nororiente de Antioquia			Ante contingencia sencilla de uno de los transformadores 230/110 kV de la subestación Bello y un escenario de despacho alto en el nororiente de Antioquia se presentan violaciones por sobrecarga en el banco que queda en operación y una cargabilidad superior al 100% en el enlace Guayabetal-Envigado	
Bogotá - Meta				
	Cargabilidades superiores al 90% en el enlace Torca-Aranjuéz 115 kV	Se observan bajas tensiones en las subestaciones del norte de la sabana de Bogotá (<95 p.u.) Simijaca, Ubaté, Zipaquirá, Temozipa, Comsisa y Chía	<ul style="list-style-type: none"> Se presentan violaciones de tensión en todas las subestaciones del norte de la sabana de Bogotá ante contingencias sencillas en redes a nivel de 115 kV (Noroccidente-Tenjo, y Bacatá-Chía), el transformador 500/115 kV de la subestación Bacatá y el enlace Primavera-Bacatá 500 kV • La contingencia Guavio-Reforma 230 kV ocasiona violaciones de tensión en todo el departamento del Meta • La falla de cualquiera de los transformadores 230/115 kV de la subestación Reforma ocasiona violaciones por sobrecarga en el banco 	<ul style="list-style-type: none"> En los análisis de corto y mediano plazo del área de Bogotá se presenta la solución a la problemática citada Respecto al Meta en este momento está bajo evaluación el Plan de expansión del área presentado por el OR EMSA
Valle				
<ul style="list-style-type: none"> Cargabilidad superior al 90% en los transformadores 230/115 kV de la subestación Yumbo Cargabilidad superior al 90% en los transformadores 230/115 kV de la subestación Pance, Cartago y Juanchito 			230/115 kV de la subestación Cartago ocasiona una cargabilidad superior al 100% en los transformadores 230/115 kV de las subestaciones Yumbo, Esmeralda y La Hermosa. Asimismo se presenta una cargabilidad superior al 140% en el enlace Rosa-Dosquebradas 115 kV y bajas tensiones en Unión, Cartago y	<ul style="list-style-type: none"> EPSA y EMCALI presentaron su plan conjunto de expansión proponiendo: <ul style="list-style-type: none"> El desacople de la barra Yumbo 115 kV hasta el año 2013 Una nueva subestación 230/115 kV para injectar energía a Cali y Valle y descargar los trafos existentes
Noreste - Santander				
Se presenta una cargabilidad superior al 90% en el transformador 230/115 kV de la subestación Bucaramanga		Se observa un factor de potencia inferior a 0.90 en las subestaciones Palenque, Real Minas, Florida, San Gil, Lizama, San Silvestre, Sabana y	Se presentan violaciones por sobrecarga y bajas tensiones ante contingencia sencilla de los transformadores de Palos, Bucaramanga y Barranca	Se aprobó el nuevo transformador de Guatiguará 230/115 kV y líneas asociadas. Sin embargo, esta obra solo representa una solución a los problemas de cargabilidad hasta el año 2013
Noreste - Norte de Santander				
			Se observan violaciones de tensión en toda el área ante las contingencias sencillas de los transformadores 230/115 kV de las subestaciones Ocaña y San	
Cerromatoso				
Los transformadores 500/110 kV de la subestación Cerromatoso presentan una cargabilidad superior al 90%	Ante máximo despacho en Urrá se presenta una cargabilidad superior al 90% en el enlace Tierra Alta-Urrá 110 kV		<ul style="list-style-type: none"> La contingencia sencilla de alguno de los transformadores 500/110 kV de la subestación Cerromatoso ocasiona violaciones por sobrecarga en el banco que queda en operación Las contingencias del transformador 500/220 kV de la subestación Cerromatoso ocasiona la separación del Urabá del STN. Sin embargo, lo anterior no ocasiona atrapamiento de la generación de Urrá ni consecuentes 	

TRANSFORMADORES	LÍNEAS	BAJAS TENSIONES	COTINGENCIAS	AVANCES
Nordeste - Boyacá				
			<ul style="list-style-type: none"> • Ante contingencia sencilla en alguno de los transformadores 230/115 kV de la subestación Paipa (incluyendo tercer banco de 90 MVA) se presentan violaciones por sobrecarga en los bancos paralelos que quedan en operación • Las contingencias sencillas de los enlaces 115 kV Tunja-Barbosa y Chiquinquirá-Tunja ocasionan violaciones de tensión en las 	En diciembre 2009 entró en operación el tercer transformador 230/115 kV - 90 MVA en la subestación Paipa. Está pendiente la actualización del estudio por parte del OR
Cauca - Nariño				
El transformador 230/115 kV de la subestación Jamondino presenta una cargabilidad superior al 100%		Bajas tensiones en la subestación Tumaco 115 kV	<ul style="list-style-type: none"> • Ante contingencia del transformador 230/115 kV de la subestación Jamondino se pierde casi la totalidad de la demanda de Nariño • Las contingencias de los transformadores 230/115 kV de las subestaciones Páez y San Bernandino ocasionan sobrecargas en algunos enlaces a nivel de 115 kV. Lo anterior considerando cerrados los enlaces Catambuco-El Zaque y Popayán-Río Mayo 	
Caldas - Risaralda - Quindío				
La cargabilidad de los transformadores es dependiente de la generación en el STR			<ul style="list-style-type: none"> • La contingencia del transformador 230/115 kV de la subestación San Felipe ocasiona violaciones de tensión • Las contingencias sencillas de los enlaces 115 kV Mariquita-San Felipe o Mariquita-Victoria ocasionan violaciones de tensión • Ante contingencia sencilla en los transformadores 230/115 kV de las subestaciones Esmeralda, Enea y Hermosa se presentan cargabilidades superior al 100% en los bancos de Esmeralda. No obstante, estas no representan violaciones 	Para evitar las violaciones que se presentan ante la contingencia del transformador San Felipe y los enlaces San Felipe-Mariquita-La Victoria 115 kV, el Operador de Red presentó ante la Unidad el proyecto Purnio 230/115 kV y líneas asociadas
Tolima - Huila - Caquetá				
El transformador 230/115 kV de la subestación Mirolindo presenta una cargabilidad superior al 90%	Se consideró Cajamarca-Regivit y Diamante-Flandes Normalmente Abiertas	Lanceros, Natagaima, Prado y Tuluni 115 kV < 0.93 p.u.	<ul style="list-style-type: none"> • La contingencia del transformador 230/115 kV de la subestación Mirolindo ocasiona la pérdida de casi toda la demanda del departamento del Tolima. Por lo anterior se hace necesario cerrar el enlace Flandes-Diamante • Con un escenario de despacho bajo a nivel de STR, la contingencia sencilla de alguno de los circuitos asociados a Betania 115 kV (Betania-Bote o Betania-Sebónuco) ocasiona violaciones por sobrecarga y bajas tensiones en Neiva 	<ul style="list-style-type: none"> • El Operador de Red ENERTOLIMA contempla la instalación de un segundo transformador en la mencionada subestación. No obstante dicha expansión que fue aprobada por la UPME para el año 2009, no ha entrado en operación • Para resolver los problemas de cargabilidad en los enlaces 115 kV asociados a la subestación Betania, el Operador de Red ELECTROHUILA presentó a esta Unidad el proyecto

Como se mencionó en numeral anterior, la metodología de “Costo Medio Histórico”, o de “Corte Transversal”, induce a los OR a posponer el grueso de sus inversiones hacia el final del Período Tarifario. Mantener el mínimo de inversiones en los primeros años del Período Tarifario, se traduce en mayores márgenes de la actividad.

2.2.5. Activos con Costos superiores a los Costos Medios

El Decreto 388 de 2007, modificado por los Decretos 1111 y 3451 de 2008, estableció que los costos del Nivel de Tensión 4 y los Cargos de los Niveles de Tensión 3 y 2 podían ser objeto de revisión, cuando entraran en operación proyectos cuyos Costos Promedio (\$/kWh) resultaran superiores a los respectivos “Costos Medios” del OR.

Con tal fin, la CREG definió los “Costos Medios” de los OR en los diferentes niveles de tensión.

- En el Nivel 4, determinó que el “Costo Medio” es el cociente entre: i) la suma del Ingreso Mensual Regulado de todos los OR que pertenecen a un mismo STR y el Ingreso Mensual resultante de los proyectos que se hayan desarrollado a través de convocatorias en el mismo STR; y ii) la Demanda Total Mensual de los comercializadores que atienden usuarios conectados directa, o indirectamente a dicho STR.
- El “Costo Medio” del OR en los Niveles 3 y 2, corresponde a los Cargos Máximos de los respectivos Niveles que le fueron aprobados al distribuidor.

Definió además la CREG que la UPME debe considerar los siguientes criterios, para que la revisión de Ingresos o de Cargos, según aplique, resulte exitosa:

- i. Se debe demostrar que son la mejor opción frente a otras alternativas de prestación del servicio; y
- ii. La relación Beneficio/Costo debe ser superior o igual a 1. Cuando no se cumpla esta condición la UPME debe informar el % del costo del proyecto que hace que la relación Beneficio/Costo sea mayor o igual que uno, porcentaje que se aplicará a los activos reportados para su respectivo reconocimiento.

Para que la revisión de Ingresos o Cargos sea efectiva, el OR debe reportar la siguiente información:

- A la UPME
 - i. Proyecto con las alternativas estudiadas y las respectivas evaluaciones económicas.
 - ii. Energía anual adicional que servirá el proyecto, la cual no podría servirse sin su entrada en operación.
 - iii. Demostración de que el proyecto fue sometido a una auditoría en la cual se verificó que el proyecto fue realizado de acuerdo con la alternativa seleccionada por la UPME y con el cumplimiento de las normas de construcción y seguridad vigentes.
- A la CREG:
 - i. Constancia de aprobación del proyecto por parte de la UPME.
 - ii. Certificación de entrada en operación comercial.
 - iii. Para proyectos de Nivel de Tensión 4, expedida por el CND.
 - iv. Para proyectos de Nivel de Tensión 3 o 2, expedida por el Operador de Red al que se conectó.
 - v. Asimilación a UC definidas por el regulador.
 - vi. Presentar un anexo con los costos finales desagregados de todas las inversiones y las actividades relacionadas con el proyecto.

El OR debe ejecutar primero el proyecto y posteriormente iniciar los trámites de reconocimiento, con independencia de que la UPME o el CND, según el caso, haya visado el proyecto.

Si bien la CREG considera que estos procedimientos son necesarios para garantizar la eficiencia técnica y económica de las inversiones que serán pagadas por los usuarios (y por tanto debe haber coherencia entre lo solicitado por el OR ante la UPME para su aprobación y lo solicitado ante la CREG para su remuneración), ésta puede ser otra explicación para el rezago de la expansión que se está registrando en los STR.

2.2.6. Calidad del Servicio

El marco regulatorio aplicable a la calidad del servicio prestado por los STR y los SDL tiene las siguientes características y/o atributos:

- Se consideran dos tipos de indicadores: los de calidad de la potencia suministrada y los de calidad del servicio prestado. Los primeros hacen referencia a aspectos relacionados con la calidad del producto (regulación de voltaje, forma de onda y factor potencia), mientras que la calidad del servicio se relaciona con la continuidad en la prestación del mismo.
- Establece compensaciones a los usuarios finales del servicio, cuando la calidad no se ajusta al cumplimiento de los estándares de continuidad establecidos. La compensación se traduce en un menor valor a pagar en la factura del servicio.
- Los estándares de calidad del servicio prestado se definen considerando la metodología de remuneración aplicable a los STR y a los SDL y las características propias de prestación del servicio a los usuarios, diferenciando entre zonas urbanas y rurales.
- Los estándares de calidad de los STR se definen en términos de "Máximas Horas Anuales de Indisponibilidad" y "Energía No Suministrada" durante la ocurrencia de eventos.
- Los estándares de calidad de los SDL se definen en términos de "Calidad Media" e "Índices de Discontinuidad".

a. Calidad del Servicio en los STR

La continuidad del servicio en los STR, dentro de los niveles de calidad establecidos, es responsabilidad de los OR. Sin perjuicio de la responsabilidad a cargo del OR por los daños y perjuicios causados a usuarios o terceros, el incumplimiento de los estándares de calidad da lugar a la aplicación de compensaciones a favor de los usuarios.

- **Estándares de Calidad de los STR**

Los estándares de calidad en este Nivel de Tensión se establecen en términos de la variable: "Máximas Horas Anuales de Indisponibilidad".

Los siguientes grupos de activos, no deben superar en una ventana móvil de doce meses, el siguiente número de horas de:

Activos	Máximas Horas Anuales de Indisponibilidad
Conexión al STN	51
Equipos de Compensación	31
Línea Nivel de Tensión 4	38
Módulo de Barraje	15

Para cada grupo de activos, las "Máximas Horas Anuales de Indisponibilidad" se reducen en 0.5 horas por cada retraso en el "Reporte de Eventos".

Para el cálculo de las “*Horas de Indisponibilidad*” de cada uno de los activos que hacen parte de un grupo, se tiene en cuenta si la indisponibilidad afecta parcial o totalmente la “*Capacidad Nominal*” del activo. Si la indisponibilidad es parcial, las “*Horas de Indisponibilidad*” se afectan por el factor $(1 - \text{capacidad disponible}/\text{capacidad nominal})$.

Se excluyen de los cálculos las indisponibilidades que tienen el siguiente origen:

- i. Indisponibilidades programadas debidas a Trabajos de Expansión;
- ii. Indisponibilidades de activos solicitadas por el CND, por razones operativas o consideraciones de calidad o confiabilidad del SIN.
- iii. Indisponibilidades por demoras entre el momento en que el agente declara que tiene disponible su activo y la puesta en operación del mismo ordenada por el CND, cuando se requiera dicha orden.
- iv. Indisponibilidades originadas en catástrofes naturales, tales como Erosión (Volcánica, Fluvial o Glacial), Terremotos, Maremotos, Huracanes, Ciclones y/o Tornados y las debidas a actos de terrorismo²⁷.
- v. Indisponibilidades debidas a Mantenimientos Mayores que se hayan efectuado con sujeción al procedimiento establecido para tal fin²⁸.
- vi. La ejecución de obras por parte de entidades estatales o las modificaciones a las instalaciones existentes ordenadas en los Planes de Ordenamiento Territorial.

○ **Compensaciones en los STR**

Las compensaciones se aplican disminuyendo el “*Ingreso Mensual*” que le corresponde a cada OR.

Se causan compensaciones por los siguientes conceptos:

- Incumplimiento de Metas; y
- Energía No Suministrada o por Dejar No Operativos otros Activos.

Compensaciones por Incumplimiento de Metas

Las compensaciones que deben ser asumidas por el OR asociadas con un activo cuyas horas de indisponibilidad acumuladas superen las máximas horas anuales de indisponibilidad admisibles, se calculan afectando el “*Ingreso Mensual*” por el cociente entre las “*Horas a Compensar*” y las “*Horas del Mes*” correspondiente.

En la medida en que las metas se establecen con base anual y las compensaciones se definen con base mensual, de las “*Horas a Compensar*” en un mes se deduce el “*Total de Horas Compensadas*” previamente.

Compensaciones por Energía No Suministrada, o por Dejar No Operativos otros Activos:

La indisponibilidad de un activo puede ocasionar eventos de Energía No Suministrada, o puede dejar a otros Activos No Operativos (diferentes a los que conforman su grupo), a pesar de estar disponibles.

²⁷ Los ingresos asociados a un activo afectado por este tipo de eventos, se mantiene durante 6 meses. A partir del séptimo mes y si el activo continúa indisponible, el ingreso se disminuye gradualmente, siendo igual a cero (0) a partir del doceavo mes.

²⁸ En un plazo de seis (6) años se admiten 96) horas de indisponibilidad por Mantenimientos Mayores.

Para determinar el valor de la compensación correspondiente, se consideran las siguientes situaciones:

- i. Si para un activo durante un mes, las “*Horas de Indisponibilidad Acumulada*” son menores o iguales a las “*Máximas Horas Anuales de Indisponibilidad*” admisibles y durante todas las horas de indisponibilidad de este activo en un evento, el porcentaje de Energía No Suministrada es inferior al 2%, el valor de la compensación por este concepto es igual a cero.
- ii. Si para un activo durante un mes, las “*Horas de Indisponibilidad Acumulada*” son mayores a las “*Máximas Horas Anuales de Indisponibilidad*” admisibles y durante todas las horas de indisponibilidad de este activo en un evento, el porcentaje de Energía No Suministrada es inferior al 2%, el valor de la compensación por este concepto se calcula afectando el “*Ingreso Mensual*” por el cociente entre las “*Horas de Indisponibilidad*” asociadas con el evento y las “*Horas del Mes*” correspondiente.
- iii. Si durante un evento de indisponibilidad de un activo, en alguna de las horas de duración de la indisponibilidad, el porcentaje de Energía No Suministrada es mayor que el 2%, el valor de la compensación por este concepto se calcula como el máximo resultante de comparar los siguientes valores:
 - El “*Ingreso Mensual*” afectado por el cociente entre las “*Horas de Indisponibilidad*” asociadas con el evento y las “*Horas del Mes*” correspondiente; y
 - El resultado de multiplicar la Energía No Suministrada por el “*Costo Incremental Operativo de Racionamiento de Energía*”, definido y calculado por la UPME, correspondiente al escalón donde se encuentre el porcentaje de Energía No Suministrada.

La Energía No Suministrada se calcula para cada período horario en que persista una indisponibilidad y se estima teniendo en cuenta la predicción horaria de demanda del “*Mercado de Comercialización*” afectado.

- **Límite de los Valores a Compensar**

- El valor total a descontar del “*Ingreso Mensual*” de un OR por concepto de compensaciones por Energía No Suministrada o por Dejar No Operativos otros Activos, no podrá superar el 60% de su “*Ingreso Mensual*” total antes de compensaciones.

Si el valor a descontar resulta mayor a dicho porcentaje, el saldo pendiente se deducirá durante los siguientes meses verificando que no se supere el tope del 60%.

En todo caso las compensaciones por este concepto para un OR, correspondientes al año calendario en que ocurre el evento, estarán limitadas a un valor equivalente al 10% de los “*Ingresos Anuales*” estimados para dicho Operador en ese año.

- El valor acumulado en doce meses de las compensaciones por indisponibilidades relacionadas con el *Incumplimiento de Metas*, no debe superar el 20% del “*Ingreso Mensual*” acumulado para los mismos doce meses del OR.

- **Transición para la Adecuación de los STR**

Para aquellas áreas de un STR que pudieran quedar sin servicio por una contingencia simple, se definió el siguiente procedimiento:

- i. Dentro de los seis meses siguientes a la entrada en vigencia de la metodología de remuneración del Período Tarifario vigente, el OR en cuestión debía presentar ante la UPME un estudio de alternativas para mitigar el riesgo de fallas en el suministro de energía en las áreas que se encontraran en la condición mencionada.
- ii. La UPME, debía definir la viabilidad de las alternativas planteadas y confirmar el plazo de ejecución de acuerdo con lo planteado por el OR.
- iii. Si la UPME no consideraba viable ninguna de las alternativas planteadas y no sugería otra factible, para los activos asociados con la respectiva área, no se consideraría la Compensación por Energía No Suministrada.
- iv. Si una alternativa contaba con la aprobación de la UPME, la Compensación por Energía No Suministrada comenzaba a regir a partir de la fecha prevista por la UPME para la entrada en operación del nuevo proyecto.

Los literales i y ii, también estaba previsto para el desarrollo de proyectos en aquellas áreas donde éstos fueran requeridos, para evitar contingencias en STR que pudieran afectar el STN.

- **Aspectos Relevantes de la Regulación de la Calidad del Servicio en los STR**

- El marco regulatorio adoptado resulta adecuado y puede homologarse a las mejores prácticas internacionales en la materia.
- De acuerdo con el “Plan de Expansión de Referencia 2010-2024” en Noviembre de 2010, los resultados que se han obtenido con la aplicación de las disposiciones relacionadas con la “Transición para la Adecuación de los STR” distan de ser satisfactorios.

- **b. Calidad del Servicio en el SDL**

La calidad del servicio en los SDL se evalúa trimestralmente en términos de la “Calidad Media” brindada por el OR a sus usuarios conectados al Nivel de Tensión 1 y, en forma agregada, a sus usuarios conectados a los Niveles de Tensión 2 y 3, comparada con una “Calidad Media de Referencia”.

Las “Calidades Medias” se expresarán como un “Índice de Discontinuidad” que relaciona la cantidad promedio de “Energía No Suministrada”, por cada unidad de “Energía Suministrada” por un OR. En función de la mayor o menor cantidad de “Energía No Suministrada” durante un trimestre específico, el OR será objeto de aplicación de un “Esquema de Incentivos” que tiene como efecto aumentar o disminuir sus “Cargos por Uso”, durante el trimestre inmediatamente siguiente a la evaluación.

El “Esquema de Incentivos” se complementa con un “Esquema de Compensaciones” a los usuarios “Peor Servidos”, que tiene como objetivo disminuir la dispersión de la calidad prestada por los OR en torno a la calidad media, garantizando un nivel mínimo de calidad a los usuarios.

- **Estándares de Calidad de los SDL**

- *Clasificación de Interrupciones y Exclusión de Interrupciones*

Las interrupciones se clasifican en:

- i. No Programadas;

- ii. Programadas; y
- iii. Causadas por Terceros.

Se excluyen de los cálculos de los “Índices de Indisponibilidad” las interrupciones que tienen su origen en:

- i. Las clasificadas como Causadas por Terceros
- ii. Las debidas a catástrofes naturales, tales como Erosión (Volcánica, Fluvial o Glacial), Terremotos, Maremotos, Huracanes, Ciclones y/o Tornados
- iii. Las debidas a actos de terrorismo
- iv. Las debidas a Acuerdos de Calidad en Zonas Especiales
- v. Suspensiones o cortes del servicio por incumplimiento del contrato de servicios públicos por parte del usuario
- vi. Suspensiones o cortes del servicio por programas de limitación del suministro al comercializador
- vii. Las suspensiones del servicio asociadas a proyectos de expansión.
- viii. Trabajos en Subestaciones que respondan a un Programa Anual de Reposición y/o Remodelación y cuyos cortes hayan sido oportunamente informados a los usuarios afectados. El Programa Anual debe ser reportado al inicio de cada año a SSPD
- ix. Interrupciones originadas en exigencias de traslados y adecuaciones de la infraestructura eléctrica por parte de entidades Distritales, Departamentales, Organismos Viales o por demás autoridades, o por proyectos de desarrollo en concordancia con Planes de Ordenamiento Territorial.

▪ *Índices de la Discontinuidad del Servicio*

A partir de la información histórica de interrupciones se estableció un nivel de referencia de la calidad para cada OR, denominado “Índice de Referencia Agrupado de la Discontinuidad”.

“Índice de Referencia Agrupado de la Discontinuidad (IRAD). Índice de Discontinuidad que relaciona la cantidad promedio de Energía No Suministrada (ENS) por cada unidad de Energía Suministrada (ES) por un OR durante el período usado como referencia”.

Las mejoras o desmejoras en la calidad del servicio prestado por un OR, con respecto al nivel de referencia, se determinan trimestralmente comparando el “Índice de Referencia Agrupado de la Discontinuidad” con un “Índice Trimestral Agrupado de la Discontinuidad”, que representa el nivel de calidad del servicio prestado durante el trimestre de cálculo. Este Índice es estimado por el OR.

“Índice Trimestral Agrupado de la Discontinuidad (ITAD). Índice de Discontinuidad que relaciona la cantidad promedio de Energía No Suministrada (ENS) por cada unidad de Energía Suministrada (ES) por un OR durante el trimestre de evaluación”.

Estos Índices se estiman por Grupo de Calidad y Nivel de Tensión, en forma independiente para el Nivel de Tensión 1 y en forma agregada para los Niveles de Tensión 2 y 3.

- ***Esquema de Incentivos y Compensaciones a la Calidad del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica***

De acuerdo con el resultado de la evaluación del desempeño trimestral de cada OR sobre la “Calidad Media” del servicio prestado en el Nivel de Tensión 1, o en los Niveles de Tensión 2 y 3, el Cargo por Uso de cada mes, puede ser ajustado en un valor que representa un “Incentivo por Variación Trimestral de la Calidad (ΔD_t)” durante el trimestre evaluado. El

incentivo es otorgado al OR del SDL que atiende a los usuarios a los cuales se les aplicó el incentivo, por lo tanto no afecta los ingresos de los Operadores del STR.

La estimación del “*Incentivo por Variación Trimestral de la Calidad, ΔDt* ”, se establece por cada Nivel de Tensión y resulta de multiplicar la diferencia IRAD – ITAD, por el “Costo de Racionamiento del Primer Escalón” calculado por la UPME para el mes correspondiente.

El “*Incentivo*”, sea éste positivo o negativo, no puede en ningún caso ser mayor al 10% del Dt correspondiente.

Si el “*Incentivo*”, resulta positivo, éste no es aplicable a los usuarios “*Peor Servidos*” que se encuentran en mora en el respectivo mes de aplicación.

La CREG estableció una “*Banda de Indiferencia*” para la aplicación del “*Incentivo*”, dentro de la cual se considera que las variaciones en la “*Calidad Media*” dentro de ese intervalo, no puede calificarse de mejora o desmejora. Dentro de la “*Banda*” el ΔDt es igual a cero.

Los valores que determinan los extremos de la “*Banda de Indiferencia*” corresponden a la “*Calidad Media*” alcanzada trimestralmente por el OR durante los años 2006 y 2007.

- **Compensaciones en los SDL**

Para todos los efectos, se considera que hay incumplimiento en la prestación continua del servicio en el SDL, cuando:

- i. el OR aumente su “*Índice Trimestral Agrupado de la Discontinuidad*” con respecto al promedio histórico y por encima de la “*Banda de Indiferencia*”; y
- ii. el OR tenga usuarios “*Peor Servidos*” cuya compensación sobrepase un límite pre-establecido.

Todo OR cuyo “*Incentivo por Variación Trimestral de la Calidad, ΔDt* ” sea mayor a cero, o sea igual a cero por considerarse que las variaciones en la “*Calidad Media*” no puede calificarse de mejora o desmejora (“*Banda de Indiferencia*”), debe compensar a cada uno de los usuarios conectados a los transformadores en los cuales el “*Índice Trimestral de Discontinuidad por Transformador*”, resulte mayor al “*Promedio de los Índices de Referencia de la Discontinuidad por Grupo de Calidad*”, del Grupo en el cual se ubica el transformador (“*Peor Servido*”).

El valor de la compensación equivale a descontar un monto resultante de multiplicar las siguientes variables:

- i. *Índice del Peor Servido* obtenido de la fracción: *Índice Trimestral de Discontinuidad del Transformador* al que se conecta el usuario/*Índice Trimestral Agrupado de la Discontinuidad* del Nivel de Tensión correspondiente.
- ii. *Costo de Racionamiento del Primer Escalón* calculado por la UPME para el mes inmediatamente anterior.
- iii. La diferencia entre el *Índice Trimestral de Discontinuidad del Transformador* al que se conecta el usuario y el *Promedio de los Índices de Referencia de la Discontinuidad del Grupo de Calidad* correspondiente.
- iv. *Consumo Promedio Mensual* del usuario durante el trimestre de evaluación.

En ningún caso, el valor mensual a compensar a cada usuario, puede ser superior al costo del servicio de distribución facturado al usuario en el respectivo mes.

- **Implementación del Esquema de Incentivos y Compensaciones**

La implementación del esquema de Incentivos y Compensaciones requiere del cumplimiento de una serie de requisitos de Información y Definición de Procedimientos. Para dar inicio a la aplicación del Esquema, el OR debe contratar una firma auditora para que certifique el cumplimiento de los mismos.

Sin perjuicio de lo anterior, estaba previsto que los OR contaría con un plazo máximo de dieciocho (18) meses, a partir de la fecha de entrada en vigencia de la norma que regló el Período Tarifario vigente, para cumplir con estos requisitos. De no ser así, se consideraría que el OR estaría incumpliendo la regulación de calidad del servicio.

Mientras el OR comienza a aplicar el Esquema de Incentivos y/o Compensaciones debe continuar aplicando la regulación de calidad del servicio que se encontraba vigente previamente.

- **Aspectos Relevantes de la Regulación de la Calidad del Servicio en los SDL**
 - El mayor inconveniente que se identifica en el marco regulatorio definido, es el hecho de que el OR en materia de calidad, solo se referencia con él mismo. Es decir, no existe un estándar de calidad exógeno fijado como objetivo sectorial, que resulte de las mejores prácticas de la industria, o que resulte de un ejercicio de *benchmarking* que determine lo que debe considerarse eficiente en esta materia.. Ese necesario análisis de benchmarking debería incorporar el *trade-off* que existe entre los costos operacionales, los costos de la mala calidad del servicio y el costo de las pérdidas no técnicas.
 - Si los niveles de calidad exigidos a las empresas no están relacionados con estándares externos que establezcan exigencias similares a usuarios de condiciones similares con tarifas similares (aunque eventualmente servidos por distintas empresas), no se cumpliría el principio tarifario de neutralidad. La regulación vigente solo tiende a "emparejar" la calidad que reciben usuarios comparables dentro de la misma empresa.
 - Entendemos que es encuentra acertada desde el punto de vista conceptual, la introducción del denominado "*Incentivo por Variación Trimestral de la Calidad, ΔDt* ". No obstante, los referentes que activan su aplicación se consideran muy laxos por las mismas razones anotadas en el primer inciso de este numeral, en adición a los indicadores históricos que se utilizan para definir los límites de la "*Banda de Indiferencia*".
 - A pesar de los plazos perentorios que había establecido la CREG, a mediados de 2011 únicamente *ocho* (8) empresas de distribución de las treinta (30) existentes, habían iniciado la aplicación del Esquema de Incentivos y Compensaciones diseñado por la CREG para el presente Período Tarifario: ENERTOLIMA, EPPM, CHEC, CODENSA, EPSA, CES, EMCALI y CEDENAR. No se tiene precisión sobre las causas del retraso registrado y si el mismo ha dado lugar a sanciones.

2.2.7. Pérdidas de energía

La CREG hasta la fecha, no ha implementado el nuevo marco regulatorio previsto para las Pérdidas de Energía y cuyas directrices básicas fueron definidas mediante Decreto MME 387 de 2007, modificado por el Decreto 4977 del mismo año.

Los principales lineamientos de la norma en comento se resumen a continuación:

- *"Las pérdidas totales de energía de un Mercado de Comercialización, que se apliquen para efectos del cálculo de la demanda comercial de los Comercializadores Minoristas que actúen en dicho Mercado, se distribuirán así: las pérdidas técnicas por la energía*

transportada por cada nivel de tensión y las pérdidas no técnicas de todo el mercado de comercialización a prorrata de la energía vendida a los usuarios finales. La CREG definirá la metodología de cálculo para determinar y asignar estas pérdidas. Esta distribución se mantendrá siempre que las pérdidas del Mercado no presenten incrementos con respecto a las definidas por la CREG, mediante una senda... En el caso de que las pérdidas presenten un incremento con relación a dicha senda, el OR correspondiente será el responsable del diferencial, que le será asignado según el procedimiento que establezca la CREG y sin que se afecte el balance de las transacciones del Mercado Mayorista. Lo anterior, sin perjuicio de que al usuario final sólo se traslade el nivel de pérdidas de eficiencia reconocido por el regulador".

- *"La regulación creará los mecanismos para incentivar la implantación de planes de reducción de pérdidas de energía eléctrica de corto, mediano y largo plazo para llegar a niveles eficientes en cada mercado de comercialización".*
- *"El Operador de Red será el responsable por la gestión integral de las pérdidas de energía en el mercado de comercialización asociado a sus redes". "La CREG le reconocerá al OR el costo eficiente del plan de reducción de Pérdidas No Técnicas, el cual será trasladado a todos los usuarios regulados y No regulados conectados al respectivo mercado".*

3. IMPACTO EX POST DEL MARCO REGULATORIO

3.1. Evolución del cargo D

La evolución del cargo D a nivel nacional muestra un cambio importante en el período 2008-2010, que presenta una mayor parsimonia, con relación al trienio 2004-2006 (Figura 13). Considerando los valores promedio de los años 2008 y 2010, el crecimiento es de 3% en términos reales, mientras que comparando los valores promedio del trienio 2008-2010 versus los correspondientes al trienio 2004-2006, se produce una caída en términos reales de 5%.

Con relación a la evolución del cargo D a nivel regional (Figura 14), se percibe una convergencia de los valores entre las regiones Amazónica y Llanos, con los valores más altos, y del Pacífico con el Caribe, con los valores más bajos. Es decir que se perciben tres franjas de costos de distribución: \$90/kWh²⁹ para las regiones Amazónica y Llanos, \$75/kWh para la región Andina, y \$65/kWh para las regiones Caribe y Pacífico. En términos de tasas de crecimiento, si bien las regiones muestran un comportamiento similar, las mayores reducciones se dan en las regiones Pacífico y Llanos, que ven sus cargos D reducidos en 10% y 9%, respectivamente, en el trienio 2008-2010 con relación a 2004-2006. (Figura 15); las regiones Amazónica, Andina y Caribe vieron su cargo D reducido en 6%, 4.5% y 3.3%, respectivamente.

Si se analiza la evolución del cargo D por nivel tensión se observa la caída importante que tienen los niveles 3 y 4 (Figura 16).

Dada esta caída del cargo D, tomando como referencia el período 2004-2006, resulta interesante ver si la misma afectó la sostenibilidad de las empresas.

²⁹ Pesos constantes de enero de 2004.

Figura 13 – Evolución del Cargo D (\$Col de enero 2004)

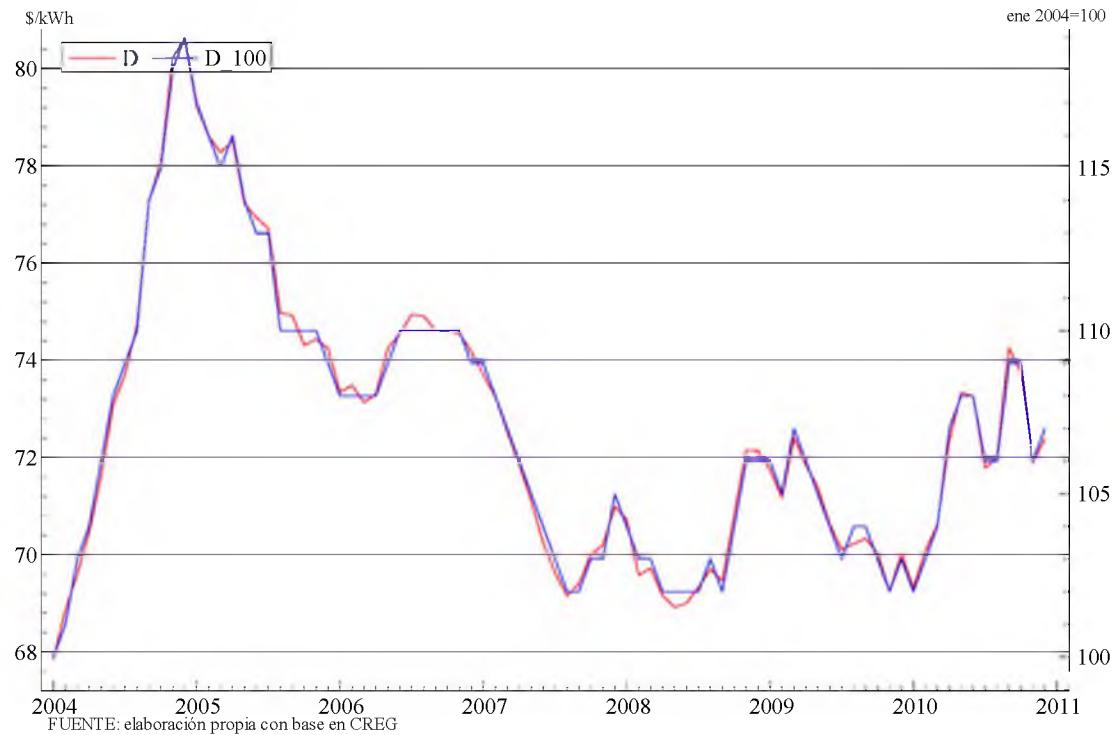


Figura 14 – Evolución del Cargo D por Región (\$Col. de enero 2004))

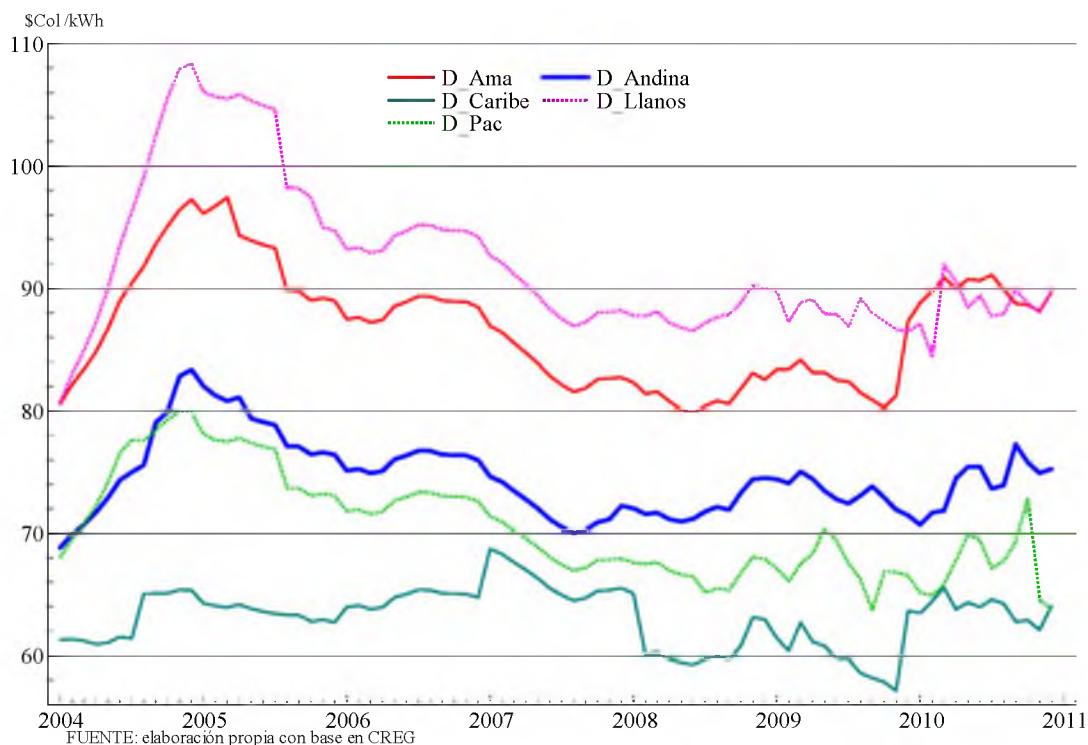


Figura 15 – Evolución del Cargo D por Región (enero 2004=100)



Figura 16 – Evolución del Cargo D por Nivel de Tensión



3.2. Evolución de la sostenibilidad de la Distribución

Siguiendo la metodología planteada en el punto II -3, se analizaron los principales indicadores financieros para las empresas distribuidoras (OR). La Tabla 8 presenta los resultados para los tests de medias y medianas para los cinco indicadores financieros disponibles. Con excepción de la Razón Corriente, que empeora en el período considerado, no se encontraron diferencias significativas en el período 2008-2010 con relación al trienio 2004-2006.

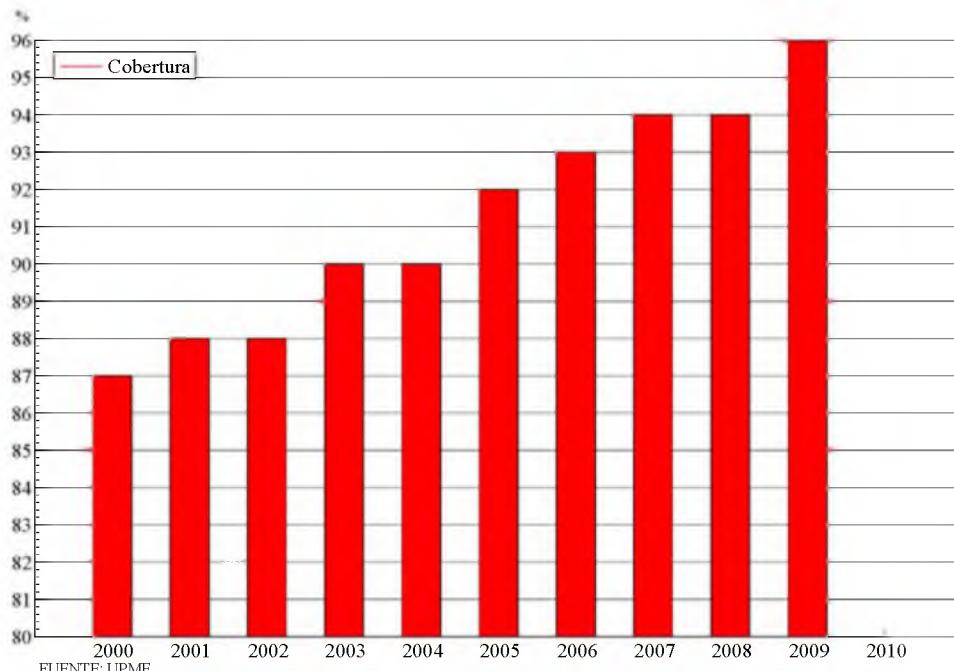
Tabla 8 – Sostenibilidad financiera del sector Distribución

Indicador	Media		Δ Medias	Estadístico	
	2005-07	2008-10		<i>t</i>	<i>z</i>
Margen Operacional	13,8%	15.5%	1.7%	1.5	1.1
Rotación de Cuentas por Cobrar (días)	117	114	2.6	0.4	0.05
Rotación de Cuentas por Pagar (días)	67	72	-5.5	0.2	0.7
Razón Corriente (veces)	2.5	2.1	-0.40	1.8	2.1*
Cubrimiento Gastos Financieros (veces)	18	13	-4.4	0.5	0.4

3.3. Evolución de la cobertura del servicio

La Ley 1151 de 2007, que aprueba el Plan Nacional de Desarrollo 2006-2010, estableció como meta para el año 2010 aumentar el nivel de cobertura del servicio de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional y en las zonas no interconectadas, pasando de 93.6%, que corresponde el grado de cobertura nacional según el DANE, a 95.1%. Según las cifras publicadas por la UPME (Figura 17) esa meta fue alcanzada en el año 2009. Sin embargo, los valores por departamento muestran una dispersión importante³⁰.

Figura 17 – Evolución del Índice de Cobertura a nivel nacional (%)



3.4. Evolución de las pérdidas de energía

Si bien la CREG no ha implementado hasta la fecha el nuevo marco regulatorio previsto para las Pérdidas de Energía (Decretos MME 387 y 4977 de 2007) las pérdidas globales han disminuido de forma sistemática (Figura 18).

Para el análisis de la evolución de las pérdidas se contó con observaciones anuales de 25 empresas para el periodos 2005-2006 y para el periodo 2008-2009, es decir que cada una de las submuestras (2005-2006 y 2008-2009) cuenta con 50 observaciones siendo éste, por lo tanto, el tamaño de muestra de los tests de medias y medianas.

Ambos tests permiten rechazar holgadamente la hipótesis de que el comportamiento de las pérdidas se hayan mantenido incambiadas en el tiempo, y a partir de las estimaciones puntuales de los parámetros en cuestión se concluye que las mismas han disminuido en promedio 3.4 puntos porcentuales entre los periodos 2005-2006 y 2008-2009.

³⁰ Lamentablemente los valores por departamento publicados por la UPME adolecen de importantes inconsistencias.; a vía de ejemplo, para el Cauca se publica que en el año 2008 el índice de cobertura es 74% mientras que en el 2009 la cifra asciende a 90%.

Figura 18 – Evolución de las pérdidas globales (%)

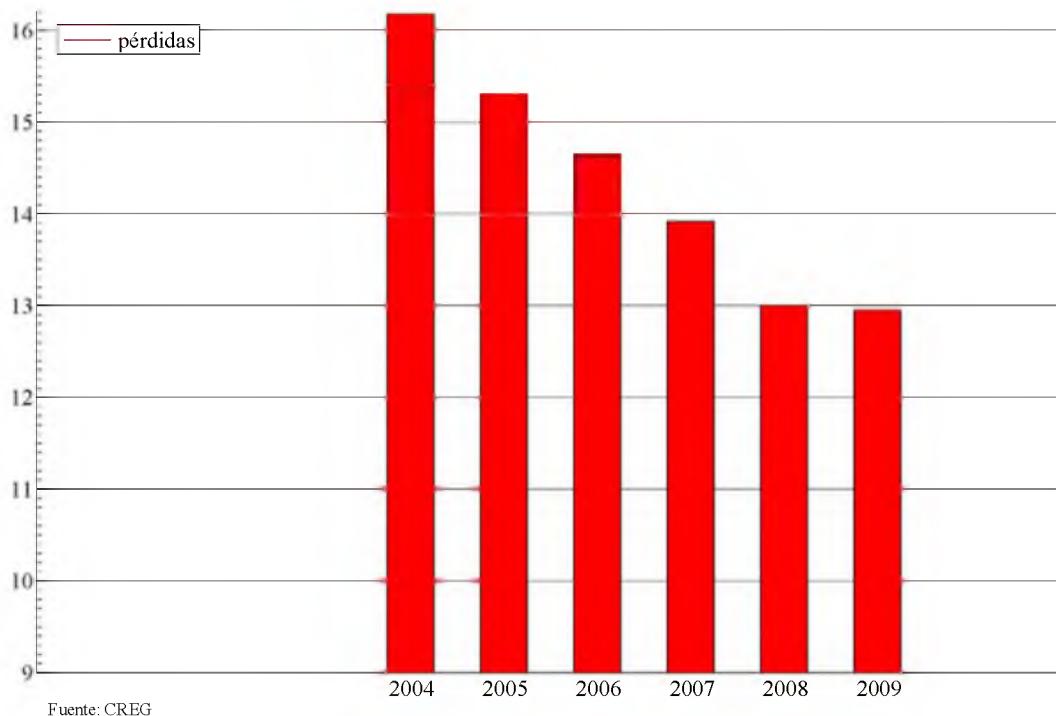


Tabla 9 – Evolución de las pérdidas totales de energía

Indicador	Media		Δ Medias	Estadístico	
	2005-06	2008-09		<i>t</i>	<i>z</i>
Pérdidas totales (%)	20.6	17.2	-3.4	5.3***	5.1***

*** Indica que el estadístico es significativo al 1%

3.5. Evolución de la Calidad del Servicio

Con relación a la evolución de la calidad del Servicio, se tuvo acceso a los datos de duración y frecuencia media de las interrupciones, para áreas urbanas y rurales para los trienios 2004-2006 y 2008-2010, excluyendo interrupciones por causas ajenas a los OR. Se aplicaron los tests de diferencias de medias y medianas conforme ya expuesto. Cabe señalar que la información de calidad analizada corresponde a un periodo de tiempo en el que todavía se aplicaba el anterior esquema de calidad de servicio y no el esquema establecido en la Resolución CREG 097 de 2008.

3.5.1. Evolución de la Calidad del Servicio en Áreas Urbanas

El análisis de los dos principales indicadores de la calidad de servicio para las áreas urbanas, la duración de las fallas y la frecuencia de las mismas, muestra que a nivel global en el trienio 2008-2010 no se ha producido una mejora en el servicio prestado con relación a los indicadores del trienio 2004-2006 (Tabla 10).

Tabla 10 – Evolución de la Calidad del Servicio en la Zonas Urbanas

Indicador	Media		Δ Medias	Estadístico	
	2004-06	2008-10		<i>t</i>	<i>z</i>
Duración	2.4	2.4	-	0.0	0.6
Frecuencia	2.8	3.1	0.3	1.0	1.4

Analizando la calidad de servicio a nivel regional, en lo que respecta a la duración de las fallas, solo las regiones Pacífico y Caribe muestran cambios significativos. En el caso de la Región Pacífico la duración media de las fallas aumentó 0.6, mientras que la Región Caribe tuvo una reducción de 0.7. Los valores indican que la calidad en la Región Andina es muy superior a las 4 restantes, siendo las Regiones de Llanos y Caribe, y Amazónica y Pacífico, similares entre ellas.

En cuanto a la frecuencia de las fallas, la Región Amazónica tiene una desmejora en el periodo de 1.7, mientras que la Región Caribe muestra una pequeña mejora, mientras que las demás regiones permanecen sin cambios significativos.

Tabla 11 – Evolución de la Calidad del Servicio en la Región Andina Urbana

Indicador	Media		Δ Medias	Estadístico	
	2004-06	2008-10		<i>t</i>	<i>z</i>
Duración	1.7	1.7	-	0.1	0.8
Frecuencia	2.8	2.3	-0.5	3.0**	3.1***

*** Indica que el estadístico es significativo al 5%

Tabla 12 – Evolución de la Calidad del Servicio en la Región Llanos Urbana

Indicador	Media		Δ Medias	Estadístico	
	2004-06	2008-10		<i>t</i>	<i>z</i>
Duración	2.1	2.1	-	0.1	0.2
Frecuencia	4.1	4.3	0.2	0.2	0.7

Tabla 13 – Evolución de la Calidad del Servicio en la Región Amazónica Urbana

Indicador	Media		Δ Medias	Estadístico	
	2004-06	2008-10		<i>t</i>	<i>z</i>
Duración	4.1	3.8	-0.3	0.1	1.8
Frecuencia	2.8	4.6	1.7	2.3**	3.3**

*** Indica que el estadístico es significativo al 5%

Tabla 14 – Evolución de la Calidad del Servicio en la Región Pacífico Urbana

Indicador	Media		Δ Medias	Estadístico	
	2004-06	2008-10		<i>t</i>	<i>z</i>
Duración	2.6	3.3	0.6	0.8	4.7***
Frecuencia	2.7	3.5	0.8	0.7	5.3***

*** Indica que el estadístico es significativo al 5%

Tabla 15 – Evolución de la Calidad del Servicio en la Región Caribe Urbana

Indicador	Media		Δ Medias	Estadístico	
	2004-06	2008-10		<i>t</i>	<i>z</i>
Duración	3.3	2.8	-0.5	1.85	6.5***
Frecuencia	3.8	3.1	-0.7	0.7	7.3**

*** Indica que el estadístico es significativo al 5%

3.5.2. Evolución de la Calidad del Servicio en Áreas Rurales

El análisis de los dos principales indicadores de la calidad de servicio para las áreas rurales, la duración de las fallas y la frecuencia de las mismas, muestra que a nivel global en el trienio 2008-2010 si bien no se ha producido una mejora en el servicio prestado con relación a los indicadores del trienio 2004-2006 en lo que a la duración de la falla media se refiere, en lo que respecta a la frecuencia de las fallas la situación ha mejorado pasando de 4.3 interrupciones medias por usuario a 3.6 (Tabla 16)³¹.

Tabla 16 – Evolución de la Calidad del Servicio en la Zonas Rurales

Indicador	Media		Δ Medias	Estadístico	
	2004-06	2008-10		<i>t</i>	<i>z</i>
Duración	4.2	4.6	0.4	0.9	0.5
Frecuencia	4.3	3.6	-0.7	3.0**	3.2**

**Indica que el estadístico es significativo al 5%

Analizando la calidad de servicio a nivel regional, en lo que respecta a la duración media de cada interrupción la misma se ha visto alterada de forma significativa en las Regiones Amazónica y Caribe, mejorando de forma importante en ambas. En lo que respecta a la frecuencia de las interrupciones, las Regiones Andina, Amazónica, Pacífico y Caribe muestran mejoras importantes en el trienio 2008-2010 pasando de 4.3 a 3.6 (-0.7), 5.4 a 4.8, 6.0 a 4.3 (-1.7), y 6.5 a 4.2 (-2.3) para las Regiones Andina, Amazónica, Pacífico y Caribe, respectivamente.

³¹ Estos resultados no consideran las observaciones con cod_mercado=303 o cod_mercado=157.

Tabla 17 – Evolución de la Calidad del Servicio en la Región Andina Rural

Indicador	Media		Δ Medias	Estadístico	
	2004-06	2008-10		t	Z
Duración	4.2	4.6	0.4	0.9	0.4
Frecuencia	4.3	3.6	-0.7	2.8**	3.5**

**Indica que el estadístico es significativo al 5%

Tabla 18 – Evolución de la Calidad del Servicio en la Región Llanos Rural

Indicador	Media		Δ Medias	Estadístico	
	2004-06	2008-10		t	Z
Duración	6.2	5.5	-0.7	0.9	1.2
Frecuencia	7.3	8.1	0.8	0.6	0.8

Tabla 19 – Evolución de la Calidad del Servicio en la Región Amazónica Rural

Indicador	Media		Δ Medias	Estadístico	
	2004-06	2008-10		t	z
Duración	5.9	4.0	-1.9	1.9**	0.7
Frecuencia	5.4	4.8	-0.6	1.4*	0.4

Tabla 20 – Evolución de la Calidad del Servicio en la Región Pacífico Rural

Indicador	Media		Δ Medias	Estadístico	
	2004-06	2008-10		t	z
Duración	7.4	7.1	-0.3	0.4	0.4
Frecuencia	6.0	4.3	-1.7	2.45***	2.6**

** Indica que el estadístico es significativo al 5%,

*** Indica que el estadístico es significativo al 1%

Tabla 21 – Evolución de la Calidad del Servicio en la Región Caribe Rural

Indicador	Media		Δ Medias	Estadístico	
	2004-06	2008-10		t	z
Duración	6.7	4.8	-1.97	3.9***	2.5**
Frecuencia	6.5	4.2	-2.3	6.4***	3.0***

*** Indica que el estadístico es significativo al 1%

VI - COMERCIALIZACIÓN

1. OBJETIVOS REGULATORIOS

1.1. Fórmula tarifaria de la Resolución CREG 119 de 2007

La Ley 143 de 1994, artículo 11, definió la actividad de comercialización como la actividad consistente en la compra de energía eléctrica y su venta a los usuarios finales, regulados o no regulados. De acuerdo con lo dispuesto en el artículo 7, esta actividad sólo puede ser desarrollada por agentes económicos que realicen alguna de las actividades de generación o distribución, y por los agentes independientes que cumplan las disposiciones de la Comisión de Regulación de Energía y Gas.

El artículo 42 de la misma Ley estableció un mercado de comercialización libre para los usuarios no regulados, en el cual las transacciones de electricidad son remuneradas mediante precios acordados entre las partes. Para los usuarios regulados, en cambio, las ventas de electricidad deben ser retribuidas, sin excepción, por medio de tarifas sujetas a regulación.

Las mismas Leyes 142 y 143, en sus artículos 73.11 y 23, respectivamente, asignaron a la CREG la competencia de aprobar las fórmulas tarifarias y metodologías para el cálculo de las tarifas aplicables a usuarios regulados.

En línea con lo planteado en el numeral anterior, el artículo 87 de la Ley 142 de 1994 y el artículo 44 de la Ley 143 del mismo año establecen que el régimen tarifario a ser aplicado en el sector estará orientado por los criterios de eficiencia económica, suficiencia financiera, neutralidad, solidaridad y redistribución del ingreso, además de simplicidad y transparencia.

A su vez, el artículo 9 de la Ley 142, señaló como uno de los derechos de los usuarios la libre elección del prestador del servicio y del proveedor de los bienes para su obtención o utilización.

Y el artículo 74 consagró como función de la CREG propiciar la competencia en el sector de minas y energía y buscar la liberación gradual de los mercados hacia la libre competencia.

Otros dos aspectos relevantes de la Ley 142 de 1994 son los siguientes:

1. Según el Artículo 90.2, puede incluirse dentro de las fórmulas tarifarias un cargo fijo que refleje los costos económicos involucrados en garantizar la disponibilidad permanente del servicio para el usuario, independientemente del nivel de uso;
2. El Artículo 91 dispuso que para establecer las fórmulas tarifarias se calculará por separado, cuando sea posible, una fórmula para cada una de las diversas etapas del servicio.

La regulación inicial aprobada por la CREG para la actividad de comercialización habilitó la competencia. Con base en los principios establecidos por el marco normativo de jerarquía superior, el modelo regulatorio definido por la CREG para el sector eléctrico en Colombia permite la competencia en la comercialización tanto para usuarios regulados como para los no regulados, dentro de un esquema denominado por la ley de *libertad regulada*, entendiendo por tal un esquema de precio máximo para los usuarios regulados. Ello significa que los comercializadores entrantes pueden prestar el servicio de energía eléctrica aún a usuarios con consumos pequeños, en competencia con el comercializador integrado al distribuidor incumbente. Sin embargo, el precio por el servicio para los consumidores pequeños es regulado a través de un esquema tipo precio máximo (*price cap*).

La fijación de un cargo variabilizado de comercialización, la prohibición al incumbente de discriminar precios y el tratamiento diferenciado de las pérdidas entre comercializadores puros e incumbentes ha llevado a que éstos hayan perdido progresivamente los usuarios de mayor consumo.

Mediante el Decreto 387 de 2007, ajustado por el Decreto 4977 del mismo año, el Gobierno Nacional estableció varias disposiciones “pretendiendo corregir las distorsiones a la competencia que se venía dando en la comercialización del mercado regulado”:

1. Las fórmulas tarifarias deben reconocer el costo de la energía adquirida por los Comercializadores Minoristas que atienden Usuarios Regulados, y que dicha energía deberá ser adquirida a través de los mecanismos de mercado establecidos por la CREG.
2. Las pérdidas de energía totales de un Mercado de Comercialización que se apliquen para efectos del cálculo de la demanda comercial de los Comercializadores Minoristas que actúen en dicho Mercado, se distribuirán entre éstos a prorrata de sus ventas.
3. La fórmula tarifaria incluirá un Costo Base de Comercialización que remunerará los costos fijos de los Comercializadores Minoristas y un margen de Comercialización que refleja los costos variables de la actividad.
4. La CREG reconocerá al Operador de Red el costo eficiente del Plan de reducción de Pérdidas No Técnicas, el cual será trasladado a todos los Usuarios Regulados y No Regulados conectados al respectivo Operador de Red.
5. La CREG adoptará los mecanismos que permitan dar cumplimiento a lo establecido en el artículo 3o de la Ley 1117 de 2006 (sobre subsidios).

Manteniendo el esquema de solidaridad con subsidios explícitos, entonces, estos decretos mandan el desmonte del esquema de cargo variabilizado, que tiene como efecto el subsidio entre grandes y pequeños clientes de un mismo comercializador, poniendo el acento en la distorsión que el esquema aplicado provoca en la competencia (principio de eficiencia).

Como resultado de la vigencia de los decretos antes citados, la CREG aprobó la Resolución 119 de 2007, que consagró una nueva fórmula tarifaria general para permitir a los Comercializadores Minoristas de electricidad establecer los costos de prestación del servicio a usuarios regulados en el Sistema Interconectado Nacional.

Durante el período en estudio 2008-2010 se aprobaron las Resoluciones CREG 17 y 18 de 2008 y la Resolución CREG 156 de 2009, que corrigen, adicionan y complementan la Resolución 119 de 2007. Adicionalmente, la CREG aprobó la Resolución 183 de 2009, que estableció reglas relativas al cambio de usuarios entre el mercado no regulado y el mercado regulado, con el objetivo de limitar comportamientos estratégicos de usuarios que cumplen las condiciones para ser usuarios no regulados y que alternaban entre ambos mercados (regulado y no regulado), con el potencial de afectar las tarifas de los usuarios regulados.

Como fue indicado antes, la Resolución CREG 119-2007 se aprobó en el marco de lo dispuesto por el Decreto 387 del mismo año. Sin embargo, la aplicación de un cargo fijo por factura implica un aumento del cargo de comercialización para los usuarios de bajos consumos y por lo tanto tiene impacto en los subsidios requeridos del Presupuesto General de la Nación.

Es así que el Decreto 3414 de 2009 señala, con acento en el principio de sustentabilidad:

“Que la implementación del Costo Base de Comercialización, como componente de la fórmula tarifaria, que remunera los costos fijos de las actividades desarrolladas por los Comercializadores Minoristas de energía eléctrica que actúan en el Mercado Regulado, tiene como efectos el incremento tarifario del cargo de comercialización; lo cual impacta directamente el Presupuesto General de la Nación, debido al incremento de subsidios en los estratos I y II, en un cálculo aproximado de 210.000 millones de pesos para la vigencia fiscal de 2008.”

Como consecuencia de ello, el Decreto establece que “La Comisión de Regulación de Energía y Gas, al adoptar la metodología de remuneración de la actividad de comercialización sólo aplicará lo dispuesto por el literal g) del artículo 3o del Decreto 387 de 2007, si al momento de aprobar dicha metodología, el Ministerio de Minas y Energía establece que a la luz de lo previsto en el Marco de Gasto de Mediano Plazo, dispondrá de los recursos necesarios para sufragar los gastos adicionales por concepto de subsidios a la demanda.”

1.2. Opción tarifaria aprobada por Resolución CREG 168 de 2008

Con el objetivo de reducir el impacto para los usuarios finales de los posibles aumentos en la tarifa de prestación de energía eléctrica, la CREG aprobó mediante Resolución 168 de 2008 otra opción para el cálculo de la tarifa aplicable a consumidores finales regulados, que los Comercializadores Minoristas en el Sistema Interconectado Nacional podrían aplicar como alternativa a la resultante de la fórmula definida por la Resolución 119 de 2007. Esta opción limita la variación mensual de tarifa a un máximo de 2%.

2. INSTRUMENTOS REGULATORIOS

2.1. Soluciones metodológicas implementadas por la CREG

2.1.1. Fórmula tarifaria: Resolución CREG 119 de 2007

Como resultado de la aprobación de los decretos antes citados, la CREG adoptó la Resolución 119 de 2007, que consagró una nueva fórmula tarifaria general para permitir a los Comercializadores Minoristas de electricidad establecer los costos de prestación del servicio a usuarios regulados en el Sistema Interconectado Nacional.

Aspectos destacados:

1. **Libertad regulada.** Permanece el régimen de libertad regulada para las empresas comercializadoras minoristas al fijar sus tarifas a los usuarios finales regulados; las empresas deben determinar con la fórmula tarifaria general y con la metodología establecida en la resolución las tarifas a aplicar a esos usuarios.
2. **Costo Base de Comercialización.** Se define el Costo Base de Comercialización que remunera los costos fijos de las actividades desarrolladas por los Comercializadores Minoristas de energía eléctrica que actúan en el Mercado Regulado y que se causan por usuario atendido en un Mercado de Comercialización. El Costo Unitario de Prestación del Servicio de Energía Eléctrica, que es el costo económico eficiente de prestación del servicio al usuario final regulado, resulta expresado en pesos por kilovatio hora (\$/kWh) y en pesos por factura. Se considera además el Margen de Comercialización que es el Margen a reconocer a los Comercializadores Minoristas que atienden Usuarios Regulados, que refleja los costos variables de la actividad. Se define por un lado la Demanda Comercial del Comercializador Minorista por Mercado de Comercialización que corresponde al valor de la demanda de energía eléctrica del conjunto de Usuarios Regulados y No Regulados que son atendidos por un Comercializador y por otro la Demanda Comercial del Mercado Regulado, que corresponde al valor de la demanda de energía eléctrica del conjunto de Usuarios Regulados de un Mercado de Comercialización que son atendidos por un Comercializador Minorista. Se definen las perdidas no-técnicas de energía para cada Mercado de Comercialización.
3. **Componentes del Costo Unitario de Prestación.** El Costo Unitario de Prestación del Servicio de Energía Eléctrica consta de un componente variable de acuerdo con el nivel de consumo, expresado en \$/kWh, y un componente fijo, expresado en \$/factura, según se indica a continuación:

$$CUv_{n,m,i,j} = G_{m,i,j} + T_m + D_{n,m} + Cv_{m,i,j} + PR_{n,m,i,j} + R_{m,i}$$

$$CUf_{m,j} = Cf_{m,j}$$

Donde:

n : Nivel de tensión de conexión del usuario

m : Es el mes para el cual se calcula el Costo Unitario de Prestación del Servicio

i : Comercializador Minorista

j : Es el Mercado de Comercialización

$CUv_{n,m,i,j}$: Componente variable del Costo Unitario de Prestación del Servicio (\$/kWh) para los usuarios conectados al nivel de tensión n , correspondiente al mes m , del Comercializador Minorista i , en el Mercado de Comercialización j

$G_{m,i,j}$: Costo de compra de energía (\$/kWh) para el mes m , del Comercializador Minorista i , en el Mercado de Comercialización j

T_m : Costo por uso del Sistema Nacional de Transmisión (\$/kWh) para el mes m

$D_{n,m}$: Costo por uso de Sistemas de Distribución (\$/kWh) correspondiente al nivel de tensión n para el mes m

$Cv_{m,i,j}$: Margen de Comercialización correspondiente al mes m , del Comercializador Minorista i , en el Mercado de Comercialización j que incluye los costos variables de la actividad de comercialización, expresado en (\$/kWh)

$R_{m,i}$: Costo de Restricciones y de Servicios asociados con generación en \$/kWh asignados al Comercializador Minorista i en el mes m

$PR_{n,m,i,j}$: Costo de compra, transporte y reducción de pérdidas de energía (\$/kWh) acumuladas hasta el nivel de tensión n , para el mes m , del Comercializador Minorista i , en el Mercado de Comercialización j

$CUf_{m,j}$: Componente fija del Costo Unitario de Prestación del Servicio (\$/factura) correspondiente al mes m para el Mercado de Comercialización j

$Cf_{m,j}$: Costo Base de Comercialización (\$/factura) correspondiente al mes m , para el Mercado de Comercialización j

El costo máximo del servicio en un período dado corresponderá a la suma de:

- el producto entre el consumo en kWh en dicho período y el componente variable del costo unitario $CUv_{n,m,i,j}$; y
- el valor del componente fijo del costo unitario $CUf_{m,j}$.

4. Se define un esquema de transición gradual para el traslado de costos de compra de energía, en paralelo con la implementación del MOR y el vencimiento de los contratos bilaterales. (Nótese que la implementación del MOR dejaría poco margen para el comercializador.)
5. **Costo de Pérdidas.** Los costos de gestión de pérdidas de energía trasladables al usuario final, expresados en \$/kWh, incluyen:
 - i) el costo de las pérdidas eficientes de energía;
 - ii) los costos del transporte de las pérdidas eficientes de energía; y
 - iii) los costos del Programa de Reducción de Pérdidas No Técnicas de energía.

Se establece que el Programa de Reducción de Pérdidas No Técnicas y sus costos serán definidos por la CREG. Hasta tanto estos sean determinados rigen los niveles de perdidas establecidos en la resolución CREG-031 de 1997 y el costo del programa de reducción de pérdidas se asume nulo.

Una vez inicie el Programa de Reducción de Pérdidas No Técnicas, la CREG debe aprobar un factor para cada nivel de tensión en virtud del desarrollo de Programa de Reducción de Pérdidas No Técnicas de Energía que presente el Operador de Red del Mercado de Comercialización correspondiente.

6. **Costos de Comercialización.** Se establece que los costos de comercialización del servicio de electricidad se determinarán conforme la siguiente expresión:

$$Cf_{m,j}$$

$$Cv_{m,i,j} = C^*_{m,i,j} + \frac{CER_{m,i} + CCD_{m-1,i} + CG_{m-1,i}}{V_{m-1,i}}$$

Donde:

m: Es el mes para el cual se calcula el Costo Unitario de Prestación del servicio

Cv_{m,i,j} : Margen de Comercialización para el Comercializador Minorista *i*, del Mercado de Comercialización *j*, que incluye los costos variables de la actividad de comercialización, correspondiente al mes *m*, expresado en (\$/kWh),

Cf_{m,j} : Costo Base de Comercialización (\$/factura), para el Mercado de Comercialización *j*, correspondiente al mes *m*, conforme se establezca en la resolución que fije la metodología para la remuneración de la actividad de comercialización

C^{}_{m,j}* : Costos variables de la actividad de comercialización, para el Mercado de Comercialización *j*, en el mes *m*, conforme se establezcan en la resolución que fije la metodología para la remuneración de la actividad de comercialización

CER_{m,i} : Costo mensual de las Contribuciones a las Entidades de Regulación (CREG) y Control (SSPD) liquidado al Comercializador Minorista *i*, conforme a la regulación vigente. El costo mensual de las contribuciones

corresponderá a una doceava parte del pago anual que se efectúa a la CREG y a la SSPD

$V_{m-1,i}$: Ventas Totales a Usuarios Finales, regulados y no regulados del Comercializador Minorista i , expresadas en kWh, en el mes $m-1$.

$CCD_{m-1,i}$: Costos de los servicios del Centro Nacional de Despacho y ASIC expresados en Pesos (\$) asignados al Comercializador Minorista i , correspondientes al mes $m-1$, de acuerdo con la regulación vigente

$CG_{m-1,i}$: Costos de Garantías en el Mercado Mayorista expresado en Pesos (\$), que se asigne al Comercializador Minorista i , correspondientes al mes $m-1$, conforme con la regulación vigente.

7. **Transición para la aplicación de los costos de comercialización.** Hasta tanto se defina en regulación posterior, la metodología para la remuneración de la actividad de comercialización para el próximo Período Tarifario, los costos variables de comercialización corresponderán a los establecidos con base en la metodología de la Resolución CREG-031 de 1997, de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$Cf_m = 0$$

$$Cv_{m,i} = C^*_{m,t} + \frac{CCR_{m-1,i} + CCD_{m-1,i}}{V_{m-1,i}} + CG_m$$

Donde:

$C^*_{m,t}$: Costo de comercialización definido de acuerdo con la siguiente expresión.

$$C^*_{m,t} = \frac{C_0^*}{CFM_{t-1}} [1 - \Delta IPSE] \frac{IPC_{m-1}}{IPC_0}$$

Con:

C_0^* : El Costo Base de Comercialización expresado en \$/Factura del Comercializador, determinado con base en lo dispuesto en la Resolución CREG-031 de 1997.

CFM_{t-1} : Consumo Facturado Medio del Comercializador Minorista en el año $t-1$ de los usuarios del Mercado de Comercialización correspondiente. (Total de kWh vendidos a usuarios regulados dividido entre el total de facturas expedidas a usuarios regulados). Se establece una transición gradual lineal para la exclusión de la demanda de usuarios no regulados del CFM de 6 meses.

$\Delta IPSE$: Variación acumulada en el Índice de Productividad del Sector Eléctrico. Esta variación se asume como del 1% anual.

IPC_{m-1} : Índice de Precios al Consumidor del mes $m-1$.

IPC_0 : Índice de Precios al Consumidor del mes al que está referenciado el C_0^* .

CG_m : Costos de Garantías en el Mercado Mayorista, expresados en \$/kWh, que se asignen al comercializador conforme la regulación vigente.

2.1.2. Opción tarifaria (Resoluciones CREG 168 de 2008 y 03 de 2009)

Para esta opción tarifaria, se estableció un límite de crecimiento del CU del 2% mensual, originándose saldos por diferencias con la tarifa de la Resolución CREG 119 de 2007, sobre los que se reconoce una tasa de interés. Esos saldos solo pueden ser trasladados sin superar el límite de crecimiento permitido.

Para calcular el Costo Unitario de Prestación de Servicio resultante de la opción tarifaria, el Comercializador i del Mercado de Comercialización j utilizará la siguiente expresión:

$$CUv_{n,m,i,j} = \min \left[(CUv_{n,m-1,i,j} \times (1 + PV)), CUv^c_{n,m,i,j} + \frac{SA_{n,m-1,i,j}}{VR_{n,m-1,i,j}} \right]$$

$$SA_{n,m,i,j} = [SA_{n,m-1,i,j} + (CUv^c_{n,m,i,j} - CUv_{n,m,i,j}) \times VR_{n,m-1,i,j}] \times (1 + r)$$

Donde:

m : Mes para el cual se calcula el Costo Unitario de Prestación del Servicio.

PV : Porcentaje de Variación Mensual que se aplicará por el Comercializador Minorista sobre el CU. Tendrá un valor mínimo de 0% y un máximo de 2%. Este porcentaje deberá ser definido en valores discretos de 0.5.

$SA_{n,m,i,j}$: Saldo Acumulado, expresado en \$, del Comercializador i para el mes m en el nivel de tensión n del mercado de comercialización j , por las diferencias entre el Costo Unitario de Prestación del Servicio Calculado $CUv^c_{n,m,i,j}$ y el Costo Unitario de Prestación del Servicio aplicado $CUv_{n,m,i,j}$. A la fecha de entrada en vigencia de la presente resolución dicho valor será cero.

$VR_{n,m-1,i,j}$: Ventas de energía a usuarios regulados en el nivel de tensión n , en el mes $m-1$ efectuadas por el Comercializador i , en el mercado de comercialización j , expresado en kWh.

$CUv^c_{n,m,i,j}$: Costo Unitario de Prestación del Servicio, expresado en \$/kWh, calculado para el mes m , conforme la Resolución CREG 119 de 2007, para los usuarios conectados en el nivel de tensión n del Comercializador Minorista i , en el Mercado de Comercialización j .

$CUv_{n,m-1,i,j}$: Componente variable del Costo Unitario de Prestación del Servicio, expresado en \$/kWh, aplicado en el mes $m-1$, para el nivel de tensión n del Comercializador Minorista i , en el Mercado de Comercialización j .

r : Tasa de interés nominal mensual que se le reconoce como máximo al Comercializador Minorista por los saldos acumulados en la variable

$SA_{n.m.t.j}$. Este valor equivaldrá al promedio de las tasas de créditos comerciales (ordinario) para un plazo entre 31 y 365 días reportadas por los Bancos, y publicado por el Banco de la República para la última semana que se encuentre disponible para el mes anterior al mes de cálculo.

- Al momento de acogerse a la opción tarifaria el Comercializador Minorista deberá indicar el Porcentaje de Variación Mensual (PV) a aplicar.
- El Comercializador Minorista que se haya acogido a la opción tarifaria deberá mantener actualizada la información relativa a los Saldos Acumulados y el histórico de los valores que se trasladan a la tarifa del usuario final.
- Además de lo establecido en la regulación vigente en relación con la información que debe contener la factura, el Comercializador Minorista deberá incluir el Costo de Prestación obtenido con la opción tarifaria y la tarifa que corresponda.
- Una vez el Comercializador Minorista determine el costo máximo trasladable de prestación del servicio de electricidad con base en la opción tarifaria establecida en la presente resolución, aplicará las disposiciones vigentes sobre subsidios y contribuciones para efectos de determinar la tarifa.

2.2. Análisis conceptual e implicaciones del marco regulatorio adoptado

Un suministro de servicios públicos que contribuya, en el largo plazo, al desarrollo económico y al bienestar de la población, debe ser enmarcado en una política regulatoria basada en los siguientes principios u objetivos generales:

- **Sostenibilidad de los servicios en el largo plazo.** Éste es el objetivo primario de la regulación. No se trata de asegurar la sostenibilidad de las empresas que conforman el sistema sino de asegurar que el sistema provea el servicio a los usuarios actuales y también a los futuros. Alcanzar este objetivo depende de la disponibilidad de recursos para financiar el funcionamiento, el mantenimiento y las inversiones necesarias para mejorar y ampliar los servicios para los usuarios existentes y los futuros. Para ello, es necesario asegurar a los proveedores eficientes de los servicios un caudal de recursos financieros que cubran los gastos de funcionamiento, mantenimiento e inversiones de capital relacionados con los servicios. Es decir que las tarifas deben asegurar la suficiencia financiera de las empresas eficientes.
- **Eficiencia económica.** En este concepto se incluye tanto la eficiencia asignativa, esto es que los precios reflejen los costos, como la eficiencia productiva, o sea, que dado el nivel de producto, se minimicen los costos. El logro de una prestación económicamente eficiente de los servicios públicos propende al mantenimiento de los precios en el nivel mínimo compatible con la sostenibilidad del servicio en el largo plazo y, al mismo tiempo, permite ofrecer a los usuarios incentivos para que hagan uso óptimo del servicio. Si las circunstancias lo permiten, la vía más conveniente para promover la eficiencia económica es la competencia, pero cuando las circunstancias no son propicias, es posible estimular la eficiencia por medio de mecanismos institucionales y reglamentarios.
- **Equidad – universalidad del servicio.** El objetivo de un sistema más equitativo se logra en buena medida fomentando la accesibilidad al sistema. La promoción del acceso de todos los ciudadanos al servicio suele ocupar un lugar importante en la política de la provisión de servicios públicos.
- **Salvaguardia de la calidad.** La salvaguardia de la calidad que se ofrece al usuario es lo que da la pauta de la idoneidad del servicio, por lo que es importante asegurar una estricta reglamentación de la calidad del servicio.

Asimismo es crucial la consistencia de los objetivos regulatorios antes mencionados con objetivos nacionales más amplios. El funcionamiento de los servicios públicos debe cumplir con objetivos adicionales previstos en los Planes y Políticas del Gobierno.

Aunque estos principios enunciados son generalmente aceptados, es importante señalar que existe un *trade-off* entre ellos, particularmente entre la sostenibilidad del sistema, la eficiencia y la equidad.

En todos los casos el regulador cuando selecciona un modelo regulatorio, mecanismo o instrumento regulatorio, debe priorizar algún objetivo en desmedro de otros. Por ejemplo, un determinado diseño (modelo) regulatorio puede ser muy adecuado para fomentar la competencia entre operadores pero presentar problemas en cuanto a la universalización del servicio; un mecanismo regulatorio puede ser muy eficiente en términos productivos pero no ser equitativo, etc.

Ello significa que no hay un mecanismo o instrumento óptimo *a priori*. Un instrumento óptimo en el logro de alguno de los objetivos regulatorios, seguramente no permita el logro de otros. La elección de los instrumentos más aptos en cada caso dependerá finalmente del contexto y de la priorización de los objetivos en conflicto.

Claramente, los principios antes citados son consistentes con los establecidos en las Leyes 142 y 143 de 1994, que para la cadena energética son los siguientes: eficiencia, calidad, continuidad, adaptabilidad, neutralidad, solidaridad y equidad. En particular, la afirmación de que “*por eficiencia económica se entiende que el régimen de tarifas procurará que éstas se aproximen a lo que serían los precios de un mercado competitivo*” reconoce la capacidad de la competencia para asignar eficientemente los recursos económicos, cuando esta competencia efectivamente puede establecerse en condiciones adecuadas. Tales condiciones no son siempre alcanzables en las actividades del sector eléctrico; por lo tanto, en aquellas actividades en que la competencia no resulta factible o para las que el mercado presenta imperfecciones relevantes, se recurre a la regulación de las tarifas, procurando que las mismas reflejen aquellas que serían alcanzadas en condiciones de competencia perfecta. Por supuesto, las tarifas eficientes que reflejan los costos que cada cliente o usuario ocasiona al prestador no siempre son consideradas “equitativas” y menos aún “solidarias”.

El modelo regulatorio actualmente aplicado para el sector eléctrico en Colombia permite la competencia en la comercialización tanto para usuarios regulados como para los no regulados, dentro de un esquema de *libertad regulada*.

Esta solución regulatoria no es usual en la experiencia internacional. En efecto, en muchos casos, especialmente en Latinoamérica, la competencia en la comercialización se restringe a los consumidores de cierto porte, que son considerados libres de contratar su suministro de energía a precios libremente convenidos, aunque por supuesto se fijan los cargos por uso de la red. Los consumidores pequeños, en cambio, permanecen como clientes cautivos del distribuidor incumbente, con tarifa regulada.

En otros casos, como sucede en varios países europeos, la liberalización del mercado ha implicado la competencia en la etapa de comercialización para usuarios cada vez más pequeños, llegando eventualmente a todos los usuarios, pero en este caso los cargos de comercialización no son regulados, al menos cuando se logra competencia suficiente, ya que se espera que la competencia promueva tarifas eficientes. En algunos países, se mantiene la figura del proveedor de última instancia, que habitualmente es el distribuidor incumbente, con tarifas máximas reguladas.

La apertura a la competencia del mercado de comercialización para todos los consumidores (orientada por un objetivo de eficiencia en la actividad), sumada a la fijación de un cargo de comercialización variable por el servicio (que implica subsidios cruzados entre consumidores grandes y pequeños, principio de solidaridad) y a la imposibilidad del incumbente de

discriminar precios entre consumidores (principio de neutralidad), ha lleva a una captura de mercado por parte de los comercializadores entrantes que no se basa en su competitividad, y a un aumento progresivo de los costos unitarios de comercialización del mercado regulado de los incumbentes. Si se profundizara la apertura del mercado no regulado, bajando los requerimientos de energía y demanda, el conflicto que hoy existe se acentuaría, pues si bien habría un mercado más interesante para disputar, los consumidores cautivos deberán necesariamente pagar un cargo por comercialización mayor. La experiencia colombiana muestra claramente los conflictos entre los distintos objetivos regulatorios: suficiencia financiera del sector, eficiencia y equidad.

La aplicación de la Resolución CREG 119 de 2007, con la inclusión del cargo base de comercialización por factura, corregiría en buena medida la distorsión hoy provocada por el cargo variabilizado, pero por supuesto, los subsidios implícitos en la tarifa de comercialización deberían ser sustituidos para mantener los niveles tarifarios de los distintos estratos,

Así, ello requeriría mayores aportes del Presupuesto Nacional, lo que explica la aprobación del Decreto 3414 de 2009.

Por lo tanto, es claro que hay factores que deben ser considerados en el diseño de cualquier solución que se proponga. De acuerdo con el Decreto 3414 del 2009, existe una limitación en el marco de la política nacional a los fondos que pueden requerirse del Presupuesto Nacional para cubrir los subsidios a los estratos 1 a 3. Paralelamente se ha determinado que el sector industrial no aportará contribuciones a partir del año 2012.

Una solución que aumente el subsidio cruzado implícito (vía tarifa) a ser aportado por otros usuarios, al mismo tiempo que les da a éstos la libertad para eludirlo, simplemente cambiando de comercializador, también aumentará el requerimiento de fondos estatales para mantener el nivel de las facturas de los estratos subsidiados, aunque con más lentitud.

De contar con fondos fiscales, es posible mantener la competencia en la comercialización en el segmento regulado eliminando las distorsiones que la afectan, ya sea por aplicación de la Resolución CREG 119 de 2007 o con un modelo más liberal, similar al de Inglaterra, que solo fije un *price cap* para protección de los usuarios en la etapa de transición a la competencia plena. Vale hacer notar que **la implementación del MOR limitará la competencia a un componente mínimo de la tarifa, ya que igualará progresivamente los precios de la energía mayorista, que constituye el elemento de diferenciación más poderoso entre comercializadores.**

En lo que se refiere a la opción tarifaria aprobada, se trata básicamente de una financiación de los aumentos tarifarios, que constituye un instrumento potencialmente útil si el aumento resultante de una revisión tarifaria se produce cuando existe una situación económica general compleja para los usuarios. En la medida que la adopción de la opción no es mandatoria para el comercializador, la misma será resultado de la evaluación que éste haga de la situación de sus clientes.

Con relación a las variaciones del CU resultantes de la integración de ADD, la Resolución CREG 012 de 2010 establece: "Las empresas comercializadoras que estén aplicando la opción tarifaria de que trata la presente resolución podrán optar por trasladar inmediatamente a sus usuarios las reducciones tarifarias originadas por la disminución del costo unitario de prestación del servicio producto de la aplicación de las "Áreas de Distribución de Energía Eléctrica –ADD" de que trata la resolución CREG 058 de 2008" al tiempo que suministra las instrucciones para hacerlo.

3. ANÁLISIS DE LA RESOLUCIÓN CREG 158 DE 2010: NORMATIVA DE CALIDAD

La Resolución CREG 158 de 2010 introduce una propuesta para establecer los Indicadores de Calidad de la Atención al Usuario del Servicio Público Domiciliario de Energía Eléctrica.

La propuesta incluye Indicadores de Calidad para las siguientes fases de la relación con el usuario:

1. Antes de la existencia del Contrato de Servicios Públicos
2. Durante la existencia del Contrato de Servicios Públicos
3. Antes de la finalización del Contrato de Servicios Públicos

A efectos de evaluar el impacto previsible de tales Indicadores se realizó un análisis de los mismos tomando como referencia los valores en la regulación de Perú, Uruguay, El Salvador y Guatemala y España.

Es importante tener analizar especialmente tres puntos críticos en la relación con el cliente:

- Tiempo de conexión
- Tiempo de reconexión
- Errores en la Facturación

3.1. Indicadores antes de la existencia del Contrato de Servicios Públicos

3.1.1. Respuesta a la Solicitud de Factibilidad del Servicio, RSFS

El indicador propuesto por la CREG es:

$$RSFS = \frac{\text{Solicitudes resueltas a tiempo}}{\text{Total de solicitudes}} \times 100$$

El plazo establecido para el Distribuidor es de **siete (7) días hábiles** para responder las solicitudes de factibilidad del servicio, lo que equivale a 9 días.

3.1.2. Respuesta a la Solicitud de Conexión

El indicador propuesto por la CREG es:

$$RSC = \frac{\text{Solicitudes resueltas a tiempo}}{\text{Total de solicitudes}} \times 100$$

Los plazos propuestos en la Resolución son los siguientes:

- Para solicitudes correspondientes al Nivel de Tensión I: siete (7) días hábiles
- Para solicitudes correspondientes a los Niveles de Tensión I y II: quince (15) días hábiles
- Para solicitudes correspondientes al Nivel de Tensión IV: veinte (20) días hábiles para los casos habituales o tres (3) meses para los casos que se necesiten estudios adicionales.

Para analizar la pertinencia de los plazos propuestos, se analizaron la regulación española y la uruguaya.

La regulación española diferencia este indicador en función de la carga solicitada. A partir de la solicitud de un suministro, la empresa distribuidora debe comunicar por escrito al solicitante el punto de suministro y las condiciones técnico-económicas para realizar el mismo, con indicación de la necesidad o no de reservar locales para centros de transformación dentro de los siguientes plazos máximos, contados en días hábiles:

1. Suministros en baja tensión:
 - a. Cuando se solicite un suministro de hasta 15 kW en el que no sea preciso realizar

instalaciones de extensión, la empresa distribuidora dará por escrito las condiciones técnico-económicas en un plazo de **cinco (5) días**.

- b. Para cualquier servicio cuando no sea necesaria la instalación de centro de transformación: **diez (10) días**.
 - c. Cuando sea necesaria la instalación de centros de transformación:
 - Servicio auxiliar de obras: **diez (10) días**.
 - Servicio definitivo con centro de transformación de media a baja tensión: **veinte (20) días**.
 - Servicio definitivo c/subestación transformadora de alta a media tensión: **treinta (30) días**.
2. Suministros en alta tensión:
 - a. Para un consumidor con tensión nominal de suministro igual o inferior a 66 KV: **cuarenta (40) días**.
 - b. Otros suministros de alta tensión: **sesenta (60) días**.

Las empresas distribuidoras, dentro de los plazos anteriormente indicados deberán facilitar por escrito a los solicitantes la justificación detallada de los derechos de acometida a liquidar, precisando el sistema empleado para su determinación y su plazo de vigencia, que será, como mínimo, de tres meses a partir de la fecha de la notificación.

Una vez definida la propuesta técnica y su aprobación, y una vez aceptada por el solicitante la previsión de los derechos correspondientes a la extensión, o a la conexión, según se trate, se establecerán las previsiones de actuación correspondientes a su ejecución.

Para el caso de Uruguay, los plazos máximos para trámite de nuevos usuarios son los que se indican a continuación:

Tabla 22 – Uruguay: plazos para solicitudes de nuevos usuarios o aumento de carga

	Nivel de tensión	Potencia solicitada	Plazo en días hábiles	
			hasta 31/12/2009	desde 1/1/2010
TRÁMITE	Baja tensión	P ≤ 8.8 kV	6	6
		8.8 kW < P ≤ 50 kW	10	10
		P > 50 kW sin centro de transformación	15	15
		P > 50 kW con centro de transformación	25	20
	Media tensión		30	30

Los valores propuestos para Colombia de siete (7) y quince (15) días **hábiles** no parecen alto en comparación con los 5 y 10 días exigidos en España para la baja tensión o los seis (6) días hábiles exigidos por Uruguay para cargas menores a 8.8 kV.

3.2. Indicadores durante la existencia del Contrato de Servicios Públicos

3.2.1. Respuesta a la Solicitud de Puesta en Servicio de la Conexión (RPSC)

El indicador propuesto por la CREG es:

$$RPSC = \frac{\text{Solicitudes resueltas a tiempo}}{\text{Total de solicitudes}} \times 100$$

Los plazos propuestos en la Resolución son los siguientes:

Para solicitudes correspondientes al Nivel de Tensión I: siete (7) días hábiles

- Para solicitudes correspondientes a los Niveles de Tensión II y III: diez (10) días hábiles
- Para solicitudes correspondientes al Nivel de Tensión IV: tres (3) meses para los casos que se necesiten estudios adicionales.

Si el distribuidor considera necesaria la realización de pruebas de los diferentes equipos, deberá informárselo al comercializador mediante comunicación escrita. En estos casos los plazos totales son los siguientes:

- Para solicitudes correspondientes al Nivel de Tensión I: catorce (14) días hábiles
- Para solicitudes correspondientes a los Niveles de Tensión I y II: **treinta (30) días hábiles**
- Para solicitudes correspondientes al Nivel de Tensión IV: cuatro (4) meses para los casos que se necesiten estudios adicionales.

Uruguay

Los plazos máximos para conexión de nuevos usuarios exigidos por Uruguay son los que se indican a continuación:

Tabla 23 – Plazos para conexión de nuevos usuarios o aumentos de carga

	Nivel de tensión	Potencia solicitada	Plazo en días hábiles	
			hasta 31/12/2009	desde 1/1/2010
CONEXIÓN	Baja tensión sin modificación de red	P \leq 8.8 kV	5	5
		P > 8.8 kV	15	15
	Baja tensión con modificación de red		20	20
		P > 50 kW	30	30
	Media tensión	Con SE	50	40
			70	60

Perú

Los plazos máximos para conexión de nuevos usuarios o ampliación de la potencia contratada exigidos por Perú son los que se indican a continuación:

- a) Sin modificación de redes:
 - Hasta los 50 kW: 7 días calendario
 - Más de 50 kW: 21 días calendario
- b) Con modificación de redes (incluyendo extensiones y añadidos de red primaria y/o secundaria que no necesiten la elaboración de un proyecto):
 - Hasta los 50 kW: 21 días calendario
 - Más de 50 kW: 56 días calendario
- c) Con expansión sustancial y con necesidad de proyecto de red primaria que incluya Nuevas Subestaciones y tendido de red primaria: Cualquier potencia: 360 días calendario.

Guatemala

Los plazos máximos para conexión de nuevos usuarios o ampliación de la potencia contratada exigidos por Guatemala son los que se indican a continuación:

- a) Solicitud de Conexión de Nuevos Servicios o ampliación de Potencia

- Contratada, que no requieren modificación de la red. La tolerancia para la atención al usuario es de: **treinta (30 días)**.
- b) Solicitud de Conexión de Nuevos Servicios o Ampliación de Potencia Contratada, que requieren modificación de la red. La tolerancia para la atención al usuario es de: **cuatro (4) meses**.

El Salvador

Los plazos máximos para conexión de nuevos usuarios (conexión del servicio eléctrico y del medidor), a partir de la solicitud del servicio, en El Salvador son los que se indican a continuación:

- a) Para Instalaciones que No Requieren Modificación de Red:

Tabla 24 – Plazos para conexión del servicio sin modificación de red

Área Geográfica	Límite Admisible
Densidad demográfica Alta	3 días
Densidad demográfica Media	4 días
Densidad demográfica Baja	6 días

Los referidos plazos se toman desde la fecha de pago del derecho de conexión hasta la conexión del medidor y puesta a disposición del servicio y se cuentan en días hábiles. Las densidades demográficas se consideran de la siguiente manera:

- Densidad Demográfica Alta: más de 5,000 habitantes/km²
- Densidad Demográfica Media: de 1,001 a 5,000 habitantes/km²
- Densidad Demográfica Baja: de 1 a 1,000 habitantes/km²

- b) Para Instalaciones que No Requieren Modificación de Red:

Tabla 25 – Plazos para conexión del servicio con modificación de red

Área Geográfica	Límite Admisible
Densidad demográfica Alta	20 días
Densidad demográfica Media	30 días
Densidad demográfica Baja	45 días

España

Los plazos máximos para conexión de nuevos usuarios o ampliación de la potencia contratada exigidos por España son los que se indican a continuación, contados en días hábiles:

1. Suministros en baja tensión:

- a. Cuando no sea preciso realizar ninguna ampliación de la red de baja tensión: **cinco (5) días**.
- b. Cuando únicamente se necesite ampliar la red de baja tensión: **treinta (30) días**.
- c. Cuando se necesite construir un centro de transformación: **sesenta (60) días**.

- d. Cuando se necesiten construir varios centros de transformación: **ochenta (80) días.**
2. Suministros en alta tensión:
- Acometida a un solo consumidor con tensión nominal de suministro igual o inferior a 66 kV: ochenta (80) días.
 - Otros suministros de alta tensión: el plazo se determinará en cada caso en función de la importancia de los trabajos a realizar.

En el cómputo de plazos no se tendrán en cuenta los necesarios para obtener autorizaciones, permisos o conformidad para la realización de los trabajos.

En el caso de que sea necesaria la construcción de uno o varios centros de transformación para uso del distribuidor, el plazo no comenzará a computarse hasta la firma de un documento de cesión de uso, correspondiente al local o locales. Además, deberán ser entregados en condiciones para poder realizar la instalación eléctrica, por lo menos, sesenta días antes de que finalice el plazo establecido.

Cuando concurren circunstancias especiales y no exista acuerdo entre el distribuidor y el cliente, el plazo lo fijará el órgano competente de la Administración correspondiente.

En cuanto al enganche e instalación del equipo de medida, el plazo máximo es de cinco días hábiles, a contar desde que el consumidor hubiera suscrito el correspondiente contrato de suministro.

Con excepción de Guatemala, y de Uruguay para las conexiones en Media Tensión, los valores propuestos por la CREG se enmarcan en los estándares de América Latina.

3.2.2. Aviso Previo de Interrupciones (API)

La CREG propone dos indicadores para controlar el Aviso Previo de Interrupciones:

$$\begin{aligned} \text{a. } API_i &= \frac{\text{Eventos Programados Informados}}{\text{Total de Eventos Programados}} \times 100 \\ \text{b. } API_{ii} &= \frac{\text{Usuarios Informados Sobre Eventos Programados}}{\text{Total de Usuarios Afectados}} \times 100 \end{aligned}$$

El primer indicador analiza el porcentaje de cortes programados que son informados a los consumidores. El segundo indicador analiza la efectividad del aviso. Los plazos mínimos permitidos son los siguientes:

- Cuando los eventos programados afecten cargas industriales, **el tiempo de aviso a los comercializadores por parte del distribuidor**, no podrá ser inferior a noventa y seis (96) horas.
- Los comercializadores deberán avisar a los usuarios industriales con una anticipación no menor a **72 horas**, indicando la hora de inicio y la duración del evento.
- Todos los eventos programados que afecten a usuarios de un STR o SDL deberán ser informados por el distribuidor, a través de un medio de comunicación masivo, con **setenta y dos (72) horas** de anticipación a la ocurrencia del evento.

Las metas para el primer indicador es de 100%, mientras que para el segundo es de 80% y 50% según se trate de usuarios industriales o no industriales, respectivamente.

El límite de 72 horas propuesto está por encima de los valores mínimos exigidos en los países consultados (Uruguay, Perú y El Salvador).

Uruguay

El regulador de Uruguay exige para las interrupciones programadas que las mismas sean comunicadas con una antelación no inferior a **2 (dos) días hábiles**, a través de medios de comunicación que tengan en forma conjunta un alcance no menor al 50% de la población a afectar. La comunicación debe contener, al menos, la información de días y horas de inicio y de finalización previstas así como de área o áreas afectadas.

La comunicación de la interrupción programada deberá ser hecha en forma individual, a aquellos servicios o usuarios con especial dependencia de la energía eléctrica, tales como hospitales, personas dependientes de aparatos médicos con riesgo vital, u otros de similares características. Para ello el Distribuidor deberá obtener listados de estos usuarios, para cuya confección realizará compañías de difusión, otorgando plazo a los mismos para que denuncien tal situación y se registren. Todas las comunicaciones deberán quedar registradas.

Perú

Las interrupciones programadas por parte del Distribuidor, deben hacerse del conocimiento de los Usuarios por medio de la respectiva publicación en un diario de mayor circulación y por los medios más directos hacia el Usuario, al alcance del Distribuidor.

La tolerancia es la siguiente: **48 horas**, antes del inicio la interrupción

El Salvador

El distribuidor deberá informar a los usuarios acerca de las interrupciones programadas del suministro, con una anticipación no inferior a **48 horas**.

3.2.3. Respuesta a Peticiones, Quejas y Recursos (RPQR)

El indicador propuesta para analizar la respuesta a PQR es:

$$RPQR = \frac{\text{Solicitudes resueltas a tiempo}}{\text{Total de Solicitudes}} \times 100$$

El tiempo máximo permitido propuesto para dar respuesta a las solicitudes es de quince (**15**) **días**.

Uruguay

El plazo estipulado por para que el Distribuidor dé respuesta a las reclamaciones de los usuarios es **30 días**. La respuesta deberá contener información relativa a la causa del problema que generó la reclamación, y, cuando corresponda, el plazo previsto para subsanarlo.

Guatemala

Los índices o indicadores de la Calidad del Servicio Comercial del Distribuidor de Guatemala son los siguientes:

$$R(\%) = \left(\frac{Ra}{Nu} \right) \times 100$$

Donde:

Ra: Número total de reclamos o quejas recibidos.

Nu: Número total de Usuarios.

Las tolerancias sobre este índice son las siguientes:

Etapa Transitoria: $R \leq 10\%$

Etapa de Régimen: $R \leq 5\%$

En cuanto al tiempo promedio de procesamiento de los Reclamos o Quejas, el tiempo máximo para la etapa Transitoria es de 15 días y de **10 días** para la etapa de Régimen.

El Salvador

Con respecto al tratamiento de quejas y reclamos la regulación salvadoreña usa los siguientes indicadores:

$$PRU_n(\%) = \left(\frac{Ra_n}{Nu} \right) \times 100$$

Donde:

Ra_n: Número total de reclamos procedentes recibidos

Nu: Número total de Usuarios servidos en el año

n: Puede ser igual a i, t ó c, de acuerdo a la correspondencia con los reclamos por interrupciones, por variaciones en los niveles de tensión o por problemas comerciales, respectivamente.

PRU_i = Porcentaje de Reclamos procedentes por interrupciones de servicio en el año;

PRU_t= Porcentaje de Reclamos procedentes por variaciones en los niveles de Tensión en el año;

PRU_c = Porcentaje de Reclamos procedentes por problemas comerciales en el año.

Las tolerancias sobre este índice son las siguientes:

Tabla 26 – El Salvador: Porcentaje máx. de Reclamos Procedentes

Indicador	Límite Admisible
PRU _i	3%
PRU _t	3%
PRU _c	2%

El tiempo promedio de procesamiento debe ser como máximo de **10 días**. El promedio surge de un promedio simple:

$$TPA = \frac{\sum Ta_i}{R_a}$$

Donde:

TPA =Tiempo promedio de procesamiento de Reclamos

Ta_i = Tiempo en días hábiles para resolver cada reclamo o queja

R_a = Número total de Reclamos Procedentes resueltos

En cuanto al porcentaje de Resolución de reclamos, el porcentaje de resolución (PRA) surge del indicador siguiente:

$$PRA = \frac{Nr}{Ra} \times 100\%$$

Donde:

Nr = Número de casos de Reclamos resueltos

Ra = Número total de Reclamos Procedentes recibidos

El límite admisible para el indicador PRA es 95%.

En cuanto a la Respuesta a las Consultas de los Usuarios (RCUS), el tiempo máximo en que el distribuidor debe dar respuesta escrita a las consultas escritas de los usuarios es de 3 días.

España

La regulación española establece que la atención de las reclamaciones que los consumidores hubieran presentado en relación a la medida de consumo, facturas emitidas, y cortes indebidos debería ser realizada en un plazo máximo de **cinco (5) días hábiles** para los usuarios de menos de 15 kW contratados y de quince (15) para el resto.

Es decir que, con excepción del caso de Uruguay, los valores propuestos para Colombia no son más exigentes que los valores en uso por las regulaciones consultadas.

3.2.4. Calidad de la Atención Telefónica (CAT)

La propuesta de la CREG incluye también indicadores para la Calidad de la Atención Telefónica. El análisis es realizado desde la percepción de los usuarios ("retorno de llamadas") y desde el desempeño de las empresas medido a través de un usuario simulado ("llamada misteriosa").

Este punto no es una exigencia que sea estándar en otras regulaciones. Quizá sería conveniente en una primera instancia implementar el sistema de seguimiento de la calidad de la atención telefónica sin incluir penalidades al respecto.

3.2.5. Cumplimiento de citas con el usuario, CCU

La resolución de la CREG también propone límites para el porcentaje de citas con el usuario a las que el comercializador asiste dentro del rango de tiempo de referencia:

$$CCU = \frac{\text{Citas a las que se acude a tiempo}}{\text{Total de Citas}} \times 100$$

La exigencia es de 4 horas, salvo que el usuario requiera que en ese caso el rango se acota a 2 horas.

Este punto también no es una exigencia que sea estándar en otras regulaciones.

3.2.6. Tiempo de Reconexión

El indicador propuesto para medir el Tiempo de Reconexión, TRx, viene dado por:

$$TRx = \frac{\text{Reconexiones hechas a tiempo}}{\text{Total de reconexiones}} \times 100$$

Una vez el usuario cumpla con las condiciones para la reconexión del servicio, el distribuidor deberá asegurar el restablecimiento del servicio en un término no mayor a **tres (3) días hábiles**, contando desde la fecha y hora de pago del usuario hasta la fecha y hora de la reconexión.

Uruguay

El plazo establecido en la regulación uruguaya para las reconexiones una vez realizado el pago por parte del usuario es de **24 horas** y dentro de las **48 horas** cuando el pago fuera realizado en locales que no son de la distribuidora.

Cuando la reconexión de un servicio se realice más allá del plazo máximo establecido, el Distribuidor debe compensar al Consumidor con un monto por día de atraso igual a 5 (cinco) veces la facturación promedio diaria del Consumidor afectado en los últimos seis meses.

Perú

La regulación peruana exige que, superada la causa que motivó el corte del servicio eléctrico, y abonados por el Cliente los consumos, cargos mínimos atrasados, intereses

compensatorios, recargos por moras y los correspondientes derechos de corte y reconexión, el Suministrador está obligado a reponer el servicio dentro de un plazo máximo de **veinticuatro (24) horas**.

Guatemala

La regulación guatemalteca establece que, superada la causa que motivó el corte del servicio eléctrico, y abonados por el Usuario los pagos que correspondan, el Distribuidor estará obligado a conectar el servicio dentro de un plazo máximo de **veinticuatro horas**.

El Salvador

La regulación salvadoreña establece que el Distribuidor debe restablecer el servicio suspendido por falta de pago, a partir que el usuario final haya cancelado su deuda o en su defecto haber hecho un arreglo de pago. Se exceptúan los días no hábiles y festivos.

Tabla 27 – Plazos para reconexión del servicio con modificación de red

Área Geográfica	Límite Admisible
Densidad demográfica Alta	10 horas
Densidad demográfica Media	15 horas
Densidad demográfica Baja	24 horas

España

La regulación española exige que en un plazo máximo de veinticuatro horas después del pago de la factura se reconecte el servicio.

A la luz de las regulaciones analizadas, el plazo propuesto por la CREG no debería generar impacto de significación en los costos de las empresas.

3.2.7. Reclamo por facturación (RF)

La propuesta formulada por la CREG incluye un indicador para reclamos por errores por facturación pero no define límites, sino que se pretende en una primera instancia recoger información. El indicador propuesto refiere al número de reclamos resueltos a favor de usuarios sobre el total de facturas emitidas, y no sobre el número total de reclamos por ese motivo.

$$RF = \frac{\text{Reclamos resueltos a favor de usuarios}}{\text{Total de facturas emitidas}} \times 100$$

3.3. Análisis de la Propuesta de la CREG con relación a las otras referencias consultadas

Sin perjuicio de que la calidad de la atención comercial en el servicio eléctrico incluye muchos aspectos, entre ellos la atención telefónica, es posible identificar tres puntos críticos en la relación con el cliente:

- Tiempo de conexión
- Tiempo de reconexión
- Errores en la Facturación

En esos tres puntos críticos de la relación comercial en el sector eléctrico, los valores propuestos no parecen muy exigentes para Colombia, en especial si se compara los mismos con los valores de países como Perú, Guatemala y El Salvador.

No obstante, hay un aspecto que merece observación, que refiere al uso de un valor “promedio” para el país, cuando es conocido que existen enormes diferencias y complejidades regionales que afectan los costos. Entendemos que sería adecuado diferenciar valores para las capitales de Departamento, poblaciones menores y áreas rurales. Dicho de otra forma, los valores propuestos pueden ser poco exigentes para ciudades como Bogotá o Medellín pero muy exigentes para una vereda en el Caquetá. Una posibilidad es adoptar una clasificación similar a la escogida por la regulación salvadoreña, que diferencia por densidad demográfica: alta, media y baja. Vale aclarar que esta diferenciación no violaría el principio de neutralidad sino que reflejaría los costos inherentes a la prestación del servicio.

Por último, es importante señalar que en una actividad sujeta a competencia, la calidad es uno de los factores que justamente pueden marcar una diferencia entre un suministrador y otro, por lo que no resulta inmediato que deba regularse, aunque el regulador puede establecer criterios mínimos si considera que la competencia no es lo suficientemente efectiva para asegurarlos.

4. IMPACTO EX POST DEL MARCO REGULATORIO

4.1. Evolución del Cargo C

La evolución del cargo C muestra un quiebre importante en el año 2008 con relación al período 2004-2000, con un crecimiento en términos constante de 20% (Figura 19). Este crecimiento obedece al cambio introducido por la Res. CREG 119 de 2007 por la cual para el cálculo del cargo C se utiliza el Consumo Facturado Medio (CFM) del Comercializador Minorista en el año t-1 de los usuarios del Mercado de Comercialización correspondiente. Es decir que se considera el Total de kWh vendidos a usuarios regulados dividido entre el total de facturas expedidas a usuarios regulados. Se estableció una transición gradual lineal para la exclusión de la demanda de usuarios no regulados del CFM de 6 meses. Al excluir los consumos no regulados en el denominador, el resultado fue un aumento del cargo C para los sectores regulados.

Este crecimiento esconde comportamientos muy disímiles entre las cinco principales regiones del país (Figura 20). En efecto, el mayor crecimiento se da en la región Caribe, que muestra un crecimiento sistemático en el período analizado, llegando a más de 50% de aumento en el año 2010 con relación al 2004; por el contrario, en la región Amazónica el cargo C se ha mantenido relativamente estable, mientras que en la región Andina el aumento fue inferior a 15%.

Figura 19 – Evolución del Cargo C (\$Col de enero 2004)

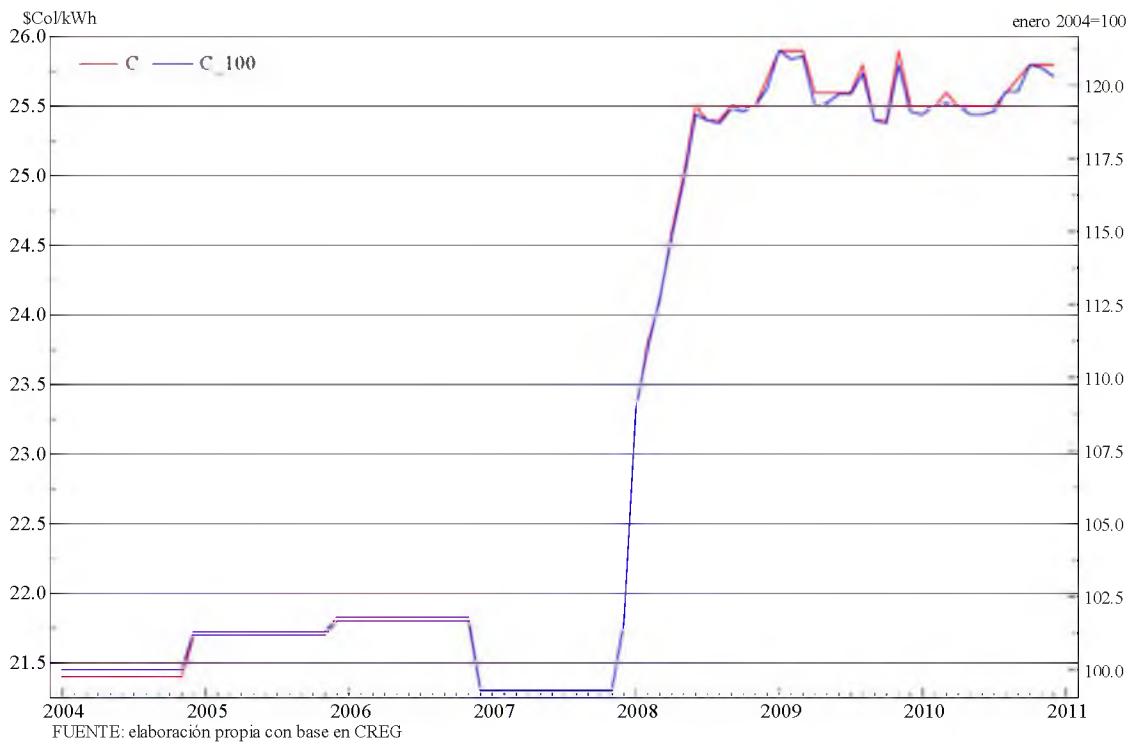
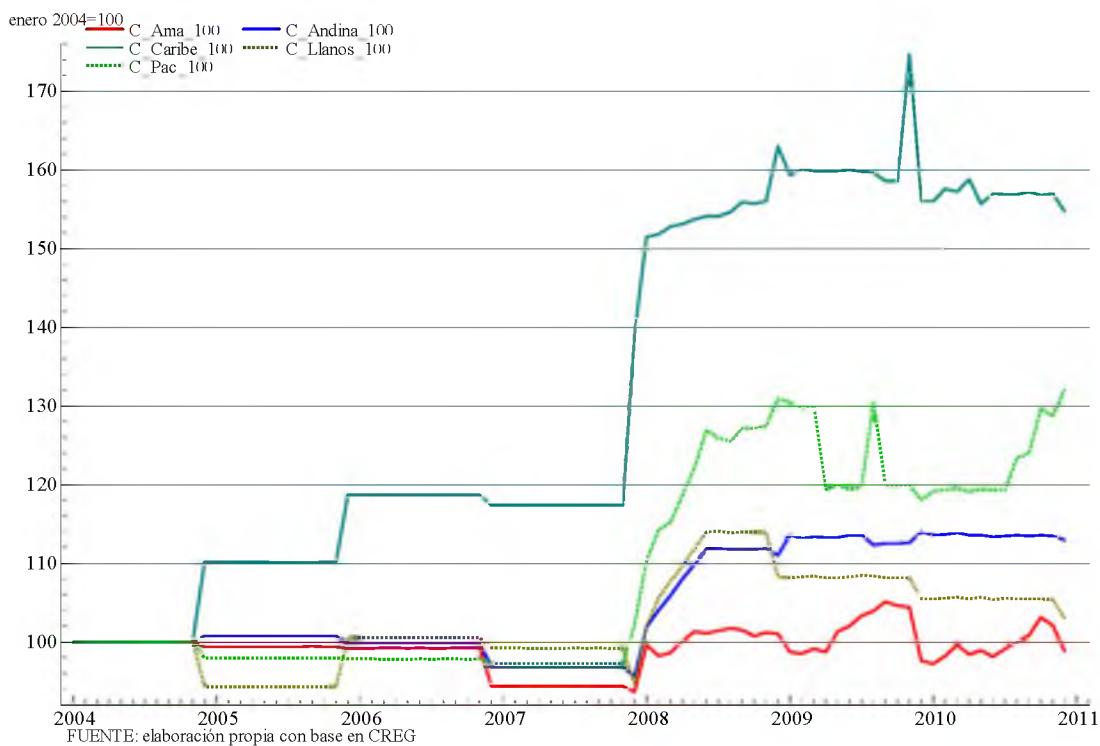


Figura 20 – Evolución del Cargo C por región (enero 2004=100)



4.2. Evolución de la sostenibilidad de la Comercialización

Siguiendo la metodología planteada en el punto II -3, se analizaron los principales indicadores financieros para las empresas comercializadoras puras, pues las restantes figuran o como empresas verticalmente integradas o en el análisis de la distribución. La Tabla 28 presenta los resultados para los tests de medias y medianas para los cinco indicadores financieros disponibles. Con excepción de la Rotación de Cuentas por Cobrar, que empeora de forma significativa en el período considerado, no se encontraron diferencias significativas en el período 2008-2010 con relación al trienio 2004-2006.

Tabla 28 – Sostenibilidad financiera del sector Comercialización

Indicador	Media		Δ Medias	Estadístico	
	2005-07	2008-10		<i>t</i>	<i>z</i>
Margen Operacional	10,00%	11,01%	0,01	0,27	0,51
Rotación de Cuentas por Cobrar (días)	113	158	45	2,1*	2,6*
Rotación de Cuentas por Pagar (días)	84	105	21	0,88	0,40
Razón Corriente (veces)	1,8	2,7	-0,9	1,36	0,57
Cubrimiento Gastos Financieros (veces)	57	46	-10,8	0,27	0,27

4.3. Evolución de los Cargos Unitarios

Si bien los cargos unitarios reflejan los costos de toda la cadena del sector eléctrico, se presentan aquí como corolario de las secciones anteriores. La Figura 21 muestra la evolución de los cargos unitarios por nivel de tensión para el período 2004-2010: a partir de enero de 2008 se percibe una clara tendencia alcista en los cargos en todos los niveles de tensión. Aunque el crecimiento de los cargos se da en los cuatro niveles, el crecimiento no es homogéneo. En efecto, el crecimiento en el nivel 4, en particular en el 2010 es muy superior a los otros niveles.

La Figura 23 compara la evolución de los cargos G, T, D y C: claramente se ve que el cargo G ha tenido una evolución muy diferente, siendo por lo menos 60% superior al valor de 2004, muy diferente al cargo T, que descendió sobre el final del período. O sea que el aumento en los CU a partir de 2008 se explica fundamentalmente por el crecimiento del componente G y en menor medida por el cargo C.

Figura 21 – Evolución de los Cargos Unitarios por Nivel de Tensión (\$ de enero 2004)

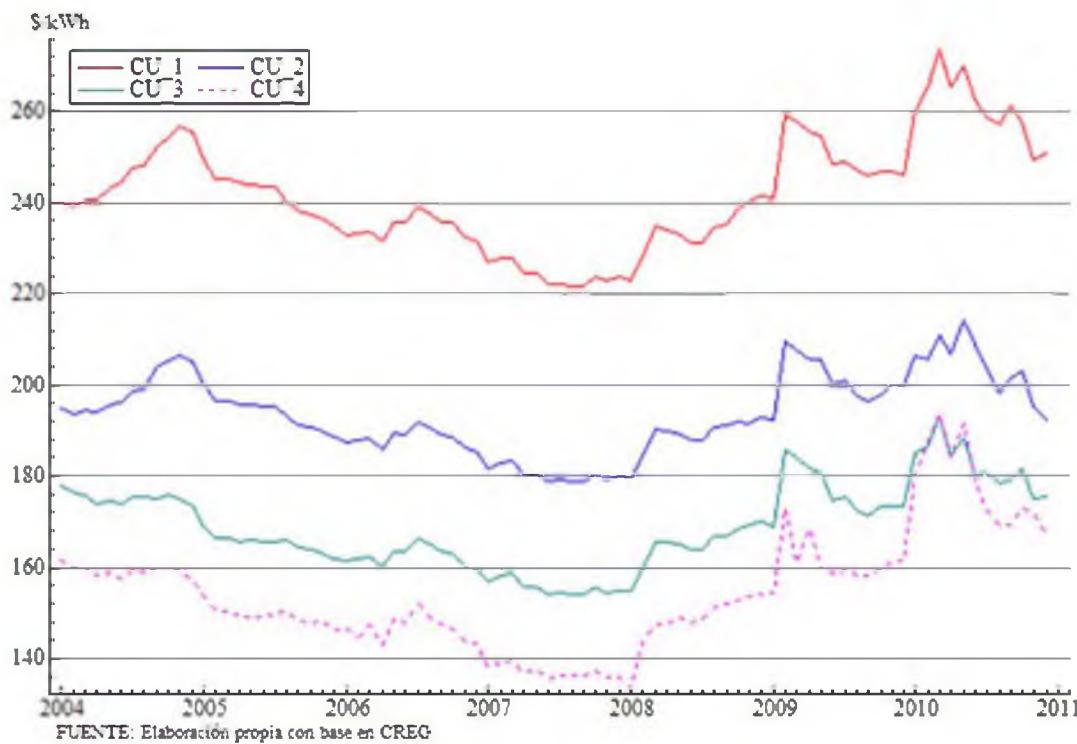


Figura 22 – Evolución de los cargos unitarios con base 100 (Enero 2004 = 100)

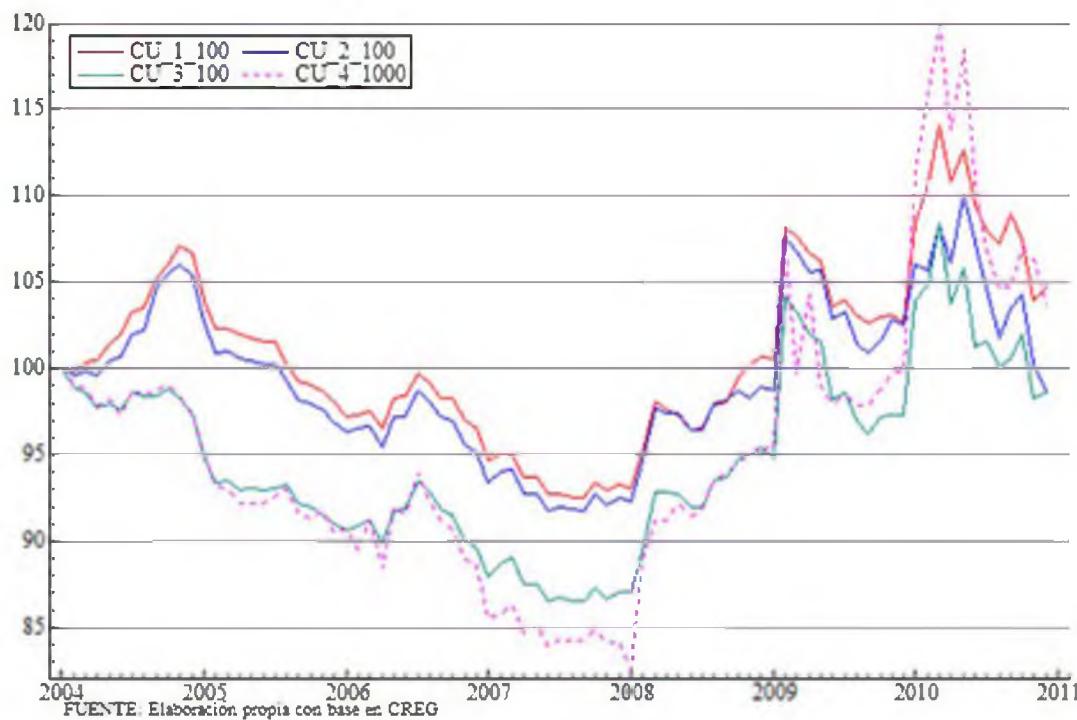


Figura 23 – Comparación entre la evolución de los cargos G, T y CU niveles 1 y 4, 2004=100

4.4. Sostenibilidad del Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos (FSSRI)

Con relación a la sostenibilidad del FSSRI, si bien no se cuenta con información para el año 2010, la información disponible muestra una caída importante de la relación Contribuciones/Subsidios en los años recientes, pasando de 0.78 en el año 2007 a 0.63 en el año 2009 (Tabla 29). El crecimiento de los subsidios se da a tasas muy altas, lo que indica que de mantenerse en el futuro la presión sobre el fisco será un tema no sencillo de resolver.

Tabla 29 – Evolución del FSSRI (mill. de pesos de 2008)

	Subsidios	Contribuciones	Aportes Gob.	Cont./Sub.
2000	850,930	653,328		0.77
2001	830,799	621,947		0.75
2002	858,952	658,606	171,074	0.77
2003	979,608	752,904	293,316	0.77
2004	1,171,866	825,044	430,873	0.70
2005	1,161,241	849,150	373,529	0.73
2006	1,109,524	889,803	234,277	0.80
2007	1,174,390	919,619	328,035	0.78
2008	1,397,034	954,318	59,912	0.68
2009	1,719,218	1,079,514	575,490	0.63

FUENTE: elaborado con base en UPME

4.5. Sostenibilidad del Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos (FOES)

Con relación al FOES, la caída en los valores de las rentas por congestión ponen en duda la sostenibilidad del mismo.

VII - INTERCAMBIOS INTERNACIONALES DE ENERGÍA

1. OBJETIVOS REGULATORIOS

1.1. Contexto

Los objetivos regulatorios relacionados con los Intercambios Internacionales de Energía deben identificarse en el marco de la normativa supranacional o acuerdos entre países que en cada caso encuadran el desarrollo de las interconexiones internacionales para la exportación e importación de energía eléctrica.

Esos marcos están definidos por:

- Por la normativa emitida por la Comunidad Andina de Naciones (CAN) para países miembros de esa Comunidad, e interconexiones desarrolladas con posterioridad a 2002. En el caso de Colombia aplica a las interconexiones desarrolladas con Ecuador (138 kV, asimilada a la normativa CAN, y 220 kV)
- Por los acuerdos alcanzados entre los Gobiernos de Colombia y Panamá para el desarrollo de una interconexión eléctrica entre esos países
- Las interconexiones con Venezuela que fueron desarrolladas previamente a la normativa CAN y no han sido encuadradas en el esquema TIE por carecer de las condiciones de armonización regulatoria mínimas para ello.

De esta manera, resulta apropiado separar en el análisis el esquema TIE de la evolución regulatoria del tratamiento de la futura interconexión entre Colombia y Panamá.

En lo que respecta al esquema TIE, durante el período de análisis (2008-2010) sucedieron hechos de relevancia a nivel regulatorio regional, suspendiéndose a fines del año 2009 la aplicación de la Decisión de la CAN N° 536 por un período de dos años, lo que fue instrumentado mediante la Decisión CAN N° 720, que a su vez estableció un régimen transitorio para la operación de las interconexiones entre Colombia y Ecuador, hasta tanto y en cuanto se desarrollara un nuevo marco regulatorio para las interconexiones entre países miembros de la CAN. Posteriormente, ya en 2011, la decisión CAN N° 757 postergó dos años más la vigencia del régimen transitorio con algunos ajustes y adiciones sobre contratos, introduciendo a su vez regulación específica para la interconexión Ecuador – Perú.

En cuanto la interconexión con Panamá, se fueron fijando en el período en análisis las pautas para el desarrollo de la regulación específica que se aplicará para la misma, instruyendo a los respectivos reguladores (CREG de Colombia y ASEP de Panamá) en ese sentido.

1.2. Interconexiones con Ecuador

1.2.1. Análisis de los Objetivos Regulatorios

El Acuerdo de Cartagena, por el cual se crea la CAN y el Sistema Andino de Integración, establece como objetivos el promover el desarrollo equilibrado y armónico de los Países Miembros en condiciones de equidad, mediante la integración y la cooperación económica y

social; acelerar su crecimiento y la generación de ocupación; facilitar su participación en el proceso de integración regional, con miras a la formación gradual de un mercado común latinoamericano.

En este ámbito, y con base en un acuerdo ministerial para el desarrollo de una propuesta de armonización regulatoria con vistas a viabilizar y fomentar las transacciones internacionales de electricidad, el trabajo conjunto y consensuado de los reguladores de los Países Miembros produjo una propuesta concreta de normativa, que fuera recogida por los ministerios incumbentes y adoptada por los respectivos Gobiernos en la Decisión de la CAN N° 536, del 19 de diciembre de 2002, por la que se establece el “Marco General para la Interconexión Subregional de Sistemas Eléctricos e Intercambio Intracomunitario de Electricidad”.

La mencionada Decisión CAN N° 536 establece para las interconexiones eléctricas a desarrollarse entre Países Miembros una serie de conceptos, entre los que sobresalen:

- Principio de no discriminación de precios entre mercados internos y externos (Art.1, §1)
- Principio de libre acceso a las interconexiones (Art.1, §2)
- Uso físico (despacho) de la interconexión resultante del despacho económico (Art.1, §3)
- Inclusión de la demanda / oferta internacional en el despacho económico de cada país, resultando las transacciones de la coordinación de despachos entre los países. (Art.12)
- Aseguramiento de condiciones competitivas en mercados eléctricos, con precios y tarifas que reflejen costos económicos eficientes (Art.1, §6)
- Rentas de congestión no asignadas al propietario de la interconexión (Art.1, §10)
- Asimilación de cargos adicionales que correspondan a la exportación / importación a los correspondientes a la demanda / generación local (Art.6)
- Desarrollo futuro de propuesta para metodología para el cálculo del cargo de capacidad (Art.11)

La Resolución CAN N° 720 estableció la suspensión de la Decisión N° 536 por un período de hasta dos años, exceptuando de tal suspensión solamente al artículo 20 referente al mecanismo de seguimiento (creación del CANREL³²). La misma entró en vigencia el 4 de diciembre de 2009, y como medidas más relevantes estableció, además, que:

- Se deberá efectuar la revisión de la Decisión N° 536, con la finalidad de establecer un nuevo marco general para los intercambios de energía eléctrica entre los Países Miembros, que será aprobada antes de la culminación del plazo establecido de dos años.
- Durante el período de vigencia de la suspensión, Ecuador y Colombia aplicarán las reglas del Régimen Transitorio establecido como Anexo a la propia Decisión.

El Régimen Transitorio mencionado establece, entre otras cosas, lo siguiente:

“Artículo 1o. La interconexión subregional de los sistemas eléctricos y el intercambio intracomunitario de electricidad entre Colombia y Ecuador se hará conforme a las siguientes reglas:

³² CANREL: Comité Andino de Organismos Normativos y Organismos Reguladores de Servicios de Electricidad, encargado de promover las normas que sean necesarias para alcanzar los objetivos previstos en el Marco General fijado por la Decisión CAN N° 536.

1. No se discriminará en el tratamiento que se conceda a los agentes internos y externos en cada país, excepto para la oferta de electricidad, en la cual se discriminarán los precios para la demanda nacional y la demanda externa.

10. Las rentas que se originen como resultado de la congestión de un enlace internacional no serán asignadas a los propietarios del mismo. Las rentas de congestión que se originen por la diferencia de precios en los extremos del enlace internacional, serán asignadas en partes iguales para cada mercado, es decir el 50% para el sistema importador y el 50% para el sistema exportador.”

“Artículo 13. Las transacciones internacionales de electricidad de corto plazo únicamente estarán limitadas por la capacidad de los enlaces internacionales. En condiciones de racionamiento interno los países no estarán obligados a exportar energía a otro sistema. Las condiciones de racionamiento deberán ser objetivamente establecidas en las respectivas regulaciones.”

Posteriormente, la Decisión CAN N° 757 postergó dos años más la vigencia del régimen transitorio con algunos ajustes sobre el mismo, tales como provisiones adicionales sobre tratamiento de la congestión en caso de contratos entre agentes de distintos mercados, eliminación de cláusula sobre subsidios, eliminación de posibilidad de redespachos excepto en situaciones de emergencia o razones de seguridad (Art.12), eliminación de los pagos por potencia o confiabilidad según el caso, y otros cargos a generadores -en Colombia- (Art.17), introduciendo a su vez regulación específica para la interconexión Ecuador – Perú (Anexo II)

El análisis realizado en este informe se focaliza en las acciones adoptadas por la CREG en el período 2008-2010, correspondiendo 2008 y la casi totalidad de 2009 al período de vigencia de la Decisión CAN N° 536, y final de 2009 y 2010 al período de vigencia del Régimen Transitorio establecido por la Decisión CAN N° 720. Sin perjuicio de ello, y aunque están fuera del alcance del presente trabajo, se evalúa la evolución de los marcos regulatorios definidos en el ámbito de la CAN para las TIEs, a la luz de las condiciones establecidas para las mismas en el Régimen Transitorio aprobado en 2011 mediante la Decisión CAN N° 757.

Se observa así que los objetivos regulatorios a nivel nacional pasan esencialmente por el cumplimiento e implementación de la normativa supranacional, la que a su vez fue cambiando a lo largo del período de análisis.

A grandes rasgos, la evolución de la normativa a nivel de la CAN se caracterizó por:

- Reconocer el reclamo de Ecuador acerca de una distribución más equitativa de la renta de congestión, lo que indujo a la modificación de este aspecto en el régimen transitorio establecido a finales de 2009;
- Habilitar la discriminación de precios de oferta para la demanda nacional y de exportación, no trasladando a la primera los efectos del incremento, como una manera de eliminar el efecto negativo sobre el excedente del consumidor del país exportador (usualmente Colombia) de la desadaptación del país importador (usualmente Ecuador);
- La situación de abastecimiento crítico atravesada por Colombia en el Niño 2009-2010 en conjunto con la situación de desadaptación del sistema ecuatoriano en su relación oferta demanda, que pusieron de manifiesto la no firmeza de las TIEs, concepto ya incluido en la Decisión CAN N° 536 al considerar la no obligación de exportar en situaciones críticas de abastecimiento del país exportador.
- Exclusión de los pagos por potencia o cargo por confiabilidad por parte del país importador (Decisión CAN N° 757), medida que parece consistente con el punto anterior en tanto y en cuanto tales pagos se asocian a conceptos de suministro en

condiciones de firmeza.

La incorporación de precisiones sobre la posibilidad de agentes de distintos mercados de realizar entre sí contratos de compra venta, contratos financieros, marca asimismo un lineamiento de promover a través de las interconexiones intracomunitarias el desarrollo de un mercado eléctrico integrado en el largo plazo. Sin embargo, se podría caracterizar la evolución de la regulación de la CAN adoptada en el período 2008-2010 privilegia el reconocimiento de temas asociados a políticas estratégicas de corto plazo respecto de una integración eficiente de los mercados en el largo plazo, tal como se discute en los puntos a continuación.

En este sentido, resulta relevante citar la Resolución CONELEC 055/2008, del 15 de mayo, emitida por Ecuador, por la cual establece que no remunerará potencia a las importaciones.

1.3. Interconexión Colombia - Panamá

En la X Reunión de la Comisión de Vecindad Colombo - Panameña se firmó un “Memorando de Entendimiento”, por medio del cual ambos países acordaron promover las acciones necesarias para determinar la viabilidad de la integración energética.

De esta manera, el 1 de agosto de 2008, los Presidentes de Colombia y Panamá acordaron concretar, en el menor tiempo posible, el esquema regulatorio que permita la interconexión física entre los sistemas eléctricos de la República de Panamá y de la República de Colombia, y la realización de intercambios entre los dos países, bajo las siguientes condiciones:

- El esquema deberá hacerse conforme a las legislaciones vigentes en cada país, sin tratados especiales para el tema.
- El proyecto será de conexión a riesgo y estará a cargo de una empresa formada por asociación entre las empresas que operan los sistemas de transmisión de Panamá y de Colombia.
- Las autoridades ambientales agilizarán la expedición de los permisos necesarios para la construcción de la infraestructura requerida.

El Ministerio de Minas y Energía de la República de Colombia y la Secretaría Nacional de Energía de la Republica de Panamá firmaron, el 19 de marzo de 2009, un Acuerdo con los principios y temas regulatorios que deberán desarrollar los respectivos organismos reguladores, considerando para ello los siguientes temas:

- Tipos de intercambio: contratos y de oportunidad
- Organización: quiénes y cómo participan en los intercambios de electricidad
- Formación de precios en los mercados de cada país
- Desarrollo de la Línea de Interconexión como un proyecto de conexión a riesgo, y al cual no se le asignará ningún tipo de tarifa regulada
- Libre acceso a la línea de interconexión y a los mercados de electricidad de cada país
- Mecanismos de asignación de la capacidad de la interconexión
- Principios básicos para el desarrollo de los acuerdos comerciales y operativos entre operadores de ambos países

En el marco del Acta de los Presidentes y del Acuerdo Ministerial, los reguladores de ambos países CREG y ASEP suscribieron un Acta de Reguladores detallando los principales aspectos regulatorios que regirán los intercambios de energía eléctrica entre los dos países. De acuerdo a la misma, los principios que deberá seguir la regulación son:

- Eficiencia
- Transparencia
- Neutralidad
- Simplicidad
- Reciprocidad

El 8 de febrero de 2010, los Ministros del área energía de ambos países revisaron los avances regulatorios del Comité de Interconexión Colombia Panamá, CICP, creado por el Acuerdo de Reguladores de 2009, y firmaron un Acta acordando algunos lineamientos de política para los intercambios de energía eléctrica entre los dos países:

- El Despacho Económico de Corto Plazo será el resultado de la aplicación de un modelo de Despacho simultáneo entre Colombia y Panamá, para lo que se requiere ajustar los horarios actuales de Despacho de cada uno de los países. Esta aplicación se implementará en la medida en que cada país ajuste su horario. El país que no realice el ajuste del horario será Despachado posteriormente en relación con los países que si lo hayan hecho.
- La demanda de cada país, a través de la interconexión, entrará en condiciones recíprocas y según la definición de su tratamiento en el mecanismo de confiabilidad en cada país. De esta manera la demanda de cada país en el otro, para efectos de situación de escasez y racionamiento, será tratada de manera proporcional a la demanda nacional considerando la existencia de contratos de largo plazo que involucren potencia firme en Panamá o asignaciones de Cargo por Confiability en Colombia.”

En esta oportunidad los reguladores acordaron una enmienda al Acuerdo de Reguladores, posteriormente complementada por una enmienda adicional acordada en febrero de 2011.

En líneas generales, se acordaron los principios descritos a continuación.

Los agentes autorizados a participar en los intercambios de electricidad son:

- En Colombia: Generadores y Comercializadores
- En Panamá: Generadores, Distribuidores y Grandes Clientes

Los agentes colombianos que quieran participar en el mercado de Panamá, deben constituirse como Agentes de Interconexión Internacional en ese país y estar debidamente registrados ante las autoridades correspondientes.

Los agentes panameños que quieran participar en el mercado de Colombia, deben constituirse como Empresa de Servicios Públicos (E.S.P.) en Colombia para realizar la actividad de comercialización y/o generación en ese país.

Las autorizaciones, licencias, permisos o concesiones para la participación en las Transacciones Internacionales de Electricidad de un agente nacional en el otro país no podrán ser negados cuando el interesado haya cumplido los requisitos señalados en la normativa de cada país.

Los generadores de Panamá podrán participar en el cargo por confiabilidad en Colombia, sujetos a la normatividad colombiana, siempre y cuando cuenten con los Derechos Financieros de Acceso a la Capacidad de la Interconexión y con capacidad no comprometida en Panamá.

La interconexión será realizada como una actividad a riesgo, por lo tanto no recibirá ningún tipo de tarifa regulada.

Para garantizar el libre acceso de los agentes del mercado a la capacidad de transmisión de la Interconexión se establece que:

- Los intercambios de Corto Plazo serán realizados a través de un despacho coordinado a cargo de los operadores del sistema y administradores del mercado de cada país.
- El proceso de asignación de los Derechos Financieros de Acceso a la Capacidad de la Interconexión, para las transacciones de largo plazo, se hará mediante un mecanismo de subasta que sea eficiente, transparente, estable, simple y no discriminatorio, de acuerdo a los lineamientos aprobados por CREG y ASEP en las dos direcciones del flujo de energía.

Los generadores y comercializadores, en el caso de Colombia, y los generadores, distribuidores y grandes clientes, en el caso de Panamá, podrán realizar transacciones de potencia y/o energía de largo plazo mediante la celebración de contratos.

Estos contratos tendrán en cada país el mismo tratamiento que aquellos contratos suscritos entre los agentes locales.

Las Transacciones en el Mercado de Contratos se realizarán de acuerdo a la normativa vigente en cada país. En el caso de los distribuidores en Panamá los contratos solo podrán ser resultado de procesos de libre concurrencia, de acuerdo a lo establecido en la regulación.

Los contratos serán transacciones a plazo de tipo financiero y no podrán influir en el despacho económico de los sistemas. Los contratos deberán contar con los respectivos Derechos Financieros de Acceso a la Capacidad de la Interconexión, adquiridos a través de mecanismos de subasta. El titular de los Derechos Financieros de Acceso a la Capacidad de la Interconexión que tenga un contrato no recibirá renta de congestión.

El uso físico de la interconexión en las Transacciones de Energía de Corto Plazo será el resultado del despacho coordinado de los mercados, de conformidad con las regulaciones de cada país e independientes de los contratos de compraventa de energía. Los organismos reguladores determinarán cómo se compararán los precios de corto plazo y si es necesario la definición de un umbral de precio a superar para que se produzcan los intercambios. Los operadores de los mercados determinarán los intercambios a partir de la comparación de los precios de corto plazo y los costos antes referidos.

Las Transacciones de Energía de Corto Plazo no requieren tener asignados Derechos Financieros de Acceso a la Capacidad de la Interconexión. La capacidad de la interconexión que no esté asignada generará rentas de congestión a favor del dueño de la línea.

2. INSTRUMENTOS REGULATORIOS

2.1. Soluciones metodológicas implementadas para la interconexión Colombia - Ecuador

2.1.1. Selección valor máximo histórico del cargo transmisión informado por Ecuador

En el año 2008 Ecuador informó a Colombia que en caso de exportaciones hacia Colombia, Ecuador informaría ex post la componente por cargo de transmisión que se debía aplicar para determinar el precio de la oferta, pues lo calcularía como un equivalente variable sobre la energía realmente exportada.

Con este mecanismo, se podrían presentar situaciones en las que, una vez conocido el intercambio, se llegue a situaciones en las cuales se efectuaron transacciones pero el precio ofertado resulta mayor al que hubiera aceptado el importador.

Para cubrir esta situación, la CREG emitió la Resolución 069 de 2008, mediante la cual adoptó a los efectos de la toma de decisión (programación de la TIE), considerar el máximo cargo histórico de transmisión informado por Ecuador.

Finalmente Ecuador informó un valor fijo expresado en US\$/MWh para la componente de transmisión, lo que condujo a la CREG a emitir la Resolución 092 de 2008, anulando el criterio adoptado por la Resolución CREG 069 de 2008.

2.1.2. *Explicitación del cargo por confiabilidad para programar importaciones*

Mediante Resolución CREG 096 de 2008 se cambió la fórmula del criterio de programación de una importación, pasando la misma a discriminar la componente del Cargo por Confiability del Precio de la Oferta del Precio Ofertado (PONE), que pasa a reflejar la componente de energía.

De esta manera, la fórmula original (Res. CREG 004 de 2003, modificada por Res. CREG 014 de 2004

$$(Plki - (PONE_{QXEi} + \text{Cargos G})) * 100 / (PONE_{QXEi} + \text{Cargos G}) > \text{Umbral}$$

Pasa a expresarse de la siguiente manera:

$$(Plki - (PONE_{QXEi} + \text{CEE} + \text{Cargos G})) * 100 / (PONE_{QXEi} + \text{CEE} + \text{Cargos G}) > \text{Umbral}$$

2.1.3. *Adaptación de las funciones de precio de oferta de exportación e implicancias para la demanda de exportación de la separación de los costos de Arranque y Parada de los precios ofertados por los generadores para la subasta diaria de energía*

La Resolución CREG 051 de 2009 implementó la separación del componente de costo de arranque y parada de unidades de generación de los conceptos que los generadores pueden incluir en sus precios de energía ofertados a la bolsa, y establece la vía mediante la cual tales componentes se reflejan en las transacciones de energía y la demanda paga los mismos. En consecuencia, la misma resolución adapta las funciones de precio de oferta de exportación a esta nueva situación, y establece como participa la demanda de exportación en el pago de los mismos. Se considera a esta resolución una adaptación de la normativa de TIEs asociada a un factor externo a la regulación propia de las TIEs.

2.1.4. *Explicitación de situaciones en las cuales Colombia no programará TIEs de exportación a Ecuador asociadas a condiciones críticas de abastecimiento interno*

La Resolución CREG 137 de 2009 estableció en el artículo 4° que: “*No se exportará energía eléctrica cuando el programa de despacho para cubrir la Demanda Total Doméstica requiera generación de plantas térmicas con líquidos, o generación hidráulica que produzca una reducción del nivel de los embalses, suponiendo los mismos aportes hidrológicos del análisis a que hace referencia el artículo 2º de esta resolución*”

Posteriormente, mediante Resolución CREG 148 de 2009, y en virtud de la situación de racionamiento de energía eléctrica que se presentó en Ecuador, se consideró que se podían realizar exportaciones de energía por generación de seguridad haciendo uso de generación de plantas térmicas con líquidos que no se requieran para atender la demanda total doméstica, ni hayan obtenido el combustible líquido por la sustitución de gas natural establecida en la Resolución CREG 18 1686 de 2009 en virtud de la situación de escasez de oferta presentada en Colombia.

Por su parte, mediante Resolución CREG 149 de 2009 se realizaron aclaraciones para permitir la correcta liquidación por parte del ASIC de las exportaciones realizadas en las condiciones establecidas en la Resolución CREG 148 de 2009.

2.1.5. Adaptación del marco regulatorio colombiano de TIEs al régimen transitorio implementado por la Decisión CAN N° 720

A través de la Resolución CREG 160 de 2009 se adoptaron provisiones para los siguientes puntos:

- discriminación del precio de la oferta para demanda nacional y para demanda de exportación (ajuste de reglas fundamentales, introducción de la definición de Precio de Bolsa TIE, adaptación de las funciones de precio correspondientes);
- asignación de rentas de congestión 50% para Colombia y 50% para Ecuador;
- adapta las funciones de precio a discriminación de oferta para demanda nacional y demanda de exportación.

2.2. Soluciones metodológicas implementadas para la interconexión Colombia-Panamá

Con relación a los intercambios internacionales de energía con Panamá, hasta el presente se ha desarrollado regulación en Colombia para:

- Establecer el marco regulatorio aplicable a los intercambios internacionales de energía y confiabilidad entre Colombia y Panamá (Resolución CREG 055 de 2011), que incluye:
 - Características y contenido mínimo de los acuerdos operativos – Anexo 1 CREG 055 de 2011
 - Características y contenido mínimo de los acuerdos comerciales – Anexo 2 CREG 055 de 2011
 - Determinación de la curva horaria de precios, cantidad de intercambio y liquidación, que se hará a través de un 'proceso de optimización que permita la realización del despacho coordinado conjunto. A tal efecto se define un proceso de optimización, cuya formulación se detalla en el Anexo 3 de la resolución CREG 055 de 2011
 - Subasta de derechos financieros de transmisión (SDFACI) – Anexo 4 CREG 055 de 2011
- Establecer la equivalencia entre la Energía Firme para participar en el Cargo por Confiabilidad en Colombia y la Potencia Firme que se comercializa en el Mercado Mayorista de Electricidad de Panamá (Resolución CREG 052 de 2011, para consulta)

La regulación emitida por la CREG sobre esta interconexión se concentra principalmente en 2011, año que no está comprendido en el análisis. Sin perjuicio de ello se realizan más adelante algunas consideraciones sobre las pautas regulatorias sobre las que se desarrollará esta interconexión.

2.3. Análisis conceptual e implicaciones del Marco Regulatorio adoptado

2.3.1. Eficiencia

a. Discriminación de precios en el país exportador

La discriminación de precios internos prioriza la protección en el corto plazo del consumidor del país exportador respecto de la señal de precios para la expansión de la oferta nacional en el largo plazo, considerando al mercado nacional ampliado con la demanda regional. Asimismo, la discriminación de precios no se adoptó en forma simétrica, es decir que aunque el precio para la demanda no es afectado por la exportación, en ocasiones de importación competitiva, el precio para la demanda doméstica sí se vería reducido por efecto de esa importación.

La discriminación de oferta a los efectos del cálculo del precio de bolsa correspondiente a consumidores nacionales respecto del precio de bolsa que aplica a demanda de exportación implica que el precio resultante para la demanda doméstica es menor al óptimo económico que surge de considerar todas las demandas y todas las ofertas realizadas al mercado de corto plazo. Técnicamente la reducción de precio respecto del óptimo teórico es una reducción del excedente del productor respecto del óptimo económico, aunque los generadores nacionales obtengan de todas maneras un excedente (renta marginal) por pago de su producción al precio de bolsa.

En síntesis, las medidas adoptadas privilegian un mayor beneficio del consumidor en detrimento de una reducción del beneficio del productor colombiano, lo que puede ser interpretado como una medida de protección del consumidor frente a los efectos "negativos" producidos por la desadaptación del mercado vecino, aunque esto provoque un uso menos eficiente de recursos.

En otras palabras, se privilegia un uso estratégico de recursos por sobre un uso eficiente de los mismos.

b. Rentas de Congestión

La experiencia internacional en la asignación de las rentas de congestión se asocia a la responsabilidad en el pago de la remuneración requerida por los propietarios del equipamiento de interconexión. Se describen a continuación algunos ejemplos que muestran elementos relevantes para el caso colombiano.

En el Mercado Eléctrico Regional Centroamericano se asignan los ingresos variables (que incluyen rentas de congestión) al transportista para que el mismo descuento esta cantidad de su remuneración reconocida, es decir que, de manera indirecta, las rentas de congestión se asignan a aquellos agentes que deben asumir los cargos de transmisión reduciéndolos³³. En ese mercado se asignan Derechos Financieros de Transmisión que facilita la realización de contratos bilaterales al reducir el riesgo de contratación por volatilidad de las rentas de congestión.

En Argentina el criterio implícito es que los beneficiarios de las rentas de congestión son quienes abonan los cargos de transmisión, con algunas particularidades. En 1993 cuando se

³³ Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER) Libro III del RMER sección 9.3, Cargos Regionales de Transmisión

9.3.1 Las Tarifas o Cargos Regionales de Transmisión son el Cargo Variable de Transmisión (CVT), el Peaje y el Cargo Complementario. El CVT es pagado implícitamente en el Mercado de Oportunidad Regional o explícitamente en el Mercado de Contratos Regional. El Peaje y el Cargo Complementario conforman el Cargo por Uso de la RTR (CURTR).

9.3.2 A los efectos del cálculo del CURTR, el EOR determinará el Ingreso a Recolectar para cada instalación en cada semestre de la siguiente forma:

a) El Ingreso a Recolectar para cada instalación y para cada semestre se calcula como el Ingreso Autorizado Regional (IAR) dividido entre dos, más el saldo de la Subcuenta de Compensación de Faltantes de la instalación (SCF), menos el saldo de la Subcuenta de Compensación de Excedentes de la instalación (SCE), menos los ingresos netos semestrales estimados por Cargos Variables de Transmisión (CVTn) y menos los Ingresos por Venta de Derechos de Transmisión (IVDT). $IR = IAR/2 + (SCF-SCE) - CVTn - IVDT$

d) Si el Ingreso a Recolectar resultara negativo, se le asignará el valor cero, considerando que el estimado de los CVTn menos el saldo de la cuenta de compensación (SC), más el IVDT es suficiente para remunerar el IAR semestral.

9.3.3 Los Cargos por Uso de la RTR (CURTR) serán pagados por los Agentes, exceptuando Transmisores, y permitirán recaudar la totalidad del Ingreso a Recolectar.

establecen las reglas de transmisión se asignan las rentas de congestión a reducir los cargos de transmisión, pero al poco tiempo de estar en aplicación las normas en vigencia se produjo un incremento de las rentas de congestión muy significativo que implicaban cargos de transporte negativos. En ese momento (1994) se reanalizaron todas las variantes posibles, y se decidió crear con las rentas de congestión un fondo de uso exclusivo para financiar expansiones de la capacidad de transporte en el corredor que originó la renta de congestión. Es de notar que la asignación de los cargos fijos de transmisión se realiza por uso y aquellos que usan el corredor son los que deben asumir la expansión de la transmisión. Expertos internacionales discutieron ampliamente esta asignación concluyendo que, si bien incentiva la construcción de nuevas líneas, el mecanismo puede facilitar la realización de líneas de interconexión no convenientes, es decir cuyo beneficio social sea negativo³⁴.

En Estados Unidos, para reducir la existencia de volatilidad de precios debido a los precios nodales, es decir las rentas de congestión, se propuso que los Organismos de Despacho dispongan de Derechos financieros de transmisión. En general, los Derechos financieros de congestión están disponibles por un término menor a un año y se les asignan a aquellos agentes que pagan el cargo de acceso o los cargos fijos de transmisión.

ETSO (2004) analiza la asignación de las rentas de congestión para los países nórdicos, donde las mismas se asignan a pagar los costos de redespacho y la remuneración de las expansiones de transmisión o finalmente las tarifas.

En Nueva Zelanda se discutió extensamente la asignación de las rentas de congestión. Read (2002) analiza quién debe ser el propietario de las rentas de congestión³⁵. De este trabajo se extrae que desde un punto de vista económico y de diseño de mercado se debe definir:

- Qué parte tiene legítimos derechos para reclamar las rentas, en el sentido que ellas son las rentas económicas que proceden de sus inversiones o actividades
- Qué parte está en mejor situación para utilizar y disponer de las rentas de manera de fomentar la eficiencia económica

El estudio citado concluye que las rentas de congestión no le corresponden al propietario de los activos de transporte, criterio consistente con la normativa en la materia de la CAN, y que la parte que está en mejor situación para utilizar y disponer de las rentas de manera de fomentar la eficiencia económica son los usuarios que pagan los cargos fijos de transmisión.

En el caso de la renta de congestión de la interconexión Colombia - Ecuador no resulta claro, ni con el criterio definido por la Decisión CAN N° 536 (corresponden al país que exporta), ni por el nuevo criterio materializado en la Decisión CAN N° 720 y su sucesora CAN 757 (50% para cada país), que las rentas de congestión se distribuyan reflejando la proporción en que cada país paga finalmente los costos de las inversiones realizadas. El criterio impuesto en el régimen transitorio por la Decisión CAN N° 720 parece priorizar una asignación equitativa frente a una asignación eficiente.

³⁴ Littlechild and Skerk, 2004

³⁵ El intercambio de capacidad es asignado como parte integral del cálculo del precio spot para el día siguiente. La congestión en una interconexión entre dos áreas de precios resulta en diferencias de precios entre las mismas. Cuando no existe congestión el precio spot en las dos áreas debería ser igual. Otras características del método son: las rentas de congestión dan al operador del sistema de transmisión (OST) una clara señal acerca de la demanda por capacidad, y el OST debería actuar en función de la utilidad social con relación a las inversiones (las rentas de congestión se usan para financiar los costos de la capacidad de interconexión más los redespachos).

A su vez, la imposibilidad de acceder a esa renta por parte de aquellos que comercialicen vía contratos financieros a través de las interconexiones, también es una barrera para lograr una asignación eficiente de las mismas, pues posiblemente quienes realicen transacciones internacionales en el marco de lo establecido en la Decisión CAN N° 757 estén dispuestos a pagar una prima para cubrirse de la diferencia de precios entre los distintos mercados, hecho ante el cual, en el esquema actualmente vigente, no tienen posibilidad de cobertura. Esto afectaría la competitividad de la oferta internacional frente a la doméstica para abastecer consumidores, afectando en consecuencia a la eficiencia.

Al respecto, la Decisión CAN 757 establece, en su Anexo I, Art.1, parágrafo 10, lo siguiente:

10. Las rentas de congestión que se originen por la diferencia de precios en los extremos del enlace internacional, entre Colombia y Ecuador, no serán asignadas a los propietarios del mismo, sino que serán asignadas en partes iguales para cada mercado, es decir el 50% para el sistema importador y el 50% para el sistema exportador, y no serán afectadas por la ejecución de contratos de exportación. En caso de haber contratos de exportación, el agente exportador deberá reconocer a los mercados las rentas de congestión, en una cantidad igual a la proporción de su intercambio horario respecto del intercambio total en la respectiva hora.

O sea, la decisión CAN 757 establece la obligación de pago de rentas de congestión para el exportador, pero no establece algún mecanismo que permita gestionar el riesgo asociado, esencialmente vinculado a la volatilidad de esa renta, que es un costo para el exportador.

Es decir, un agente que haga un contrato para exportar energía eléctrica de Colombia a Ecuador o Perú resultará, toda vez que la interconexión esté despachada, vendedor del volumen exportado al precio de frontera de Colombia empleado para determinar las rentas de congestión, y comprador de ese mismo volumen en el nodo frontera de Ecuador al precio de ese mercado empleado para determinar las rentas de congestión. Al no haber previsión acerca de implementación de algún tipo de derecho financiero de transmisión sobre la interconexión, el riesgo no es gestionable para el exportador, transformándose en un factor de riesgo que, o es asumido por el agente (ej. si firma contratos a precios de venta fijos), o son trasladados al comprador o al vendedor a través de precios variables en función de los precios spot.

Esto afecta a cualquier contrato de exportación / importación que requiera el uso de la interconexión Colombia Ecuador. Se podría mitigar si Colombia y Ecuador organizaran coordinadamente algún tipo de esquema para asignar anticipadamente derechos financieros sobre la transmisión internacional, de manera tal que el exportador transforme en fijo el costo de la renta de congestión, pero esto hasta el momento no está previsto ni en la Decisión CAN 757 ni en los desarrollos regulatorios nacionales.

Sobre la asignación de las rentas de congestión que le corresponden a Colombia, en la medida que en Colombia es la demanda total la que paga los costos de los activos de transmisión de los enlaces internacionales toda vez que los mismos sean clasificados de Uso, la asignación de las rentas de congestión a la demanda total es consistente con la experiencia internacional valorada como más eficiente. Como la asignación, de acuerdo al artículo 31 de la Resolución CREG 004 de 2003 y sus modificatorias Resoluciones CREG 060 de 2004 y 160 de 2009, se realiza en la generalidad de los casos, independientemente de si la interconexión es clasificada como Activo de Conexión o de Uso, y dado que en el caso de que sea Activo de Conexión los cargos de transporte deben ser cubiertos en principio por quién comercialice la energía a través de la interconexión, la asignación realizada en estos casos en principio no resultaría eficiente en la medida en que tampoco existe la alternativa de implementación de derechos financieros a quienes remunerarían el Activo de Conexión.

c. Redespachos

Si bien está fuera del período de análisis, se menciona que la decisión CAN N° 757 limitó los redespachos de las interconexiones sólo a situaciones de emergencia y seguridad.

Si bien no se dispone de la información de detalle que permita juzgar sobre los casos que han dado lugar a esta determinación, la limitación de redespachos en transacciones que son de corto plazo y no firmes podría afectar la eficiencia de la operación, toda vez que se obliga a mantener un despacho que por distintas circunstancias puede resultar no económico.

En la operación de cualquier sistema es esperable que ocurran redespachos. El esquema TIEs originalmente preveía que era posible hacer redespachos, lo cual es eficiente. La eliminación de redespachos conduce a que las transacciones internacionales programadas se transformen en compromisos firmes de exportación / importación definidos ex-ante, lo cual puede resultar una opción no eficiente ante cambios en la relación oferta demanda de algunos de los países por causa de un redespacho. En este sentido, dado el carácter que tienen las TIEs de ser transacciones estrictamente de oportunidad, se estima que si el objetivo es preservar la eficiencia, sería deseable que su programación acompañara en cada momento la evolución de la oferta y la demanda de cada mercado.

Sin embargo, en la medida que el regulador considere que el operador del sistema del país vecino realiza redespachos con base en una operación no transparente (o sea debido a deficiencias en la ejecución de sus procesos), sería importante definir causales y condiciones para que los redespachos resulten válidos a efectos de reprogramar transacciones internacionales. De no ser esto posible, la solución implementada por la Decisión CAN 757 sería la adecuada, aún teniendo en cuenta que se reduce la eficiencia teórica.

2.3.2. Sostenibilidad

a. Del desarrollo de los enlaces internacionales bajo el esquema TIE

En la regulación de los enlaces internacionales en el marco de la Decisiones CAN 536, 720 y 757 convergen tres aspectos de la regulación de los mercados eléctricos mayoristas de cada país:

- La regulación del transporte, en la medida que un enlace internacional se materializa a través de inversiones en nuevas líneas de transporte;
- La regulación de la oferta, en la medida que un enlace, cuando se utiliza en sentido importador, debe ser tratado en forma similar a la oferta doméstica;
- La regulación de la demanda, en la medida que un enlace, cuando se utiliza en sentido exportador, debe ser tratado en forma similar a la demanda doméstica.

La regulación implementada en Colombia para TIEs presenta características particulares que ponen de manifiesto algunas particularidades en los puntos donde los tres aspectos mencionados toman contacto:

- La regulación del transporte doméstica considera a esta actividad como monopólica, tanto en lo referente a su expansión como en la operación y el mantenimiento. En este contexto las expansiones surgen de un proceso de planeación que identifica las inversiones requeridas de acuerdo al criterio de optimalidad planteado. La demanda remunera la totalidad de las inversiones que surjan de este proceso.
- Por su parte, la regulación de la generación (oferta) se basa en el concepto de que hay competencia por su desarrollo. Para ello los inversores compiten en un mercado libre para vender su producción bajo ciertas reglas, y también compiten para la obtención de la remuneración por capacidad (confiabilidad) que mitiga los riesgos asociados al recupero de la inversión.

- A los enlaces internacionales clasificados como de Uso Común se les aplica la misma regulación que al transporte nacional, por lo que puede interpretarse que el criterio adoptado es una extensión de la regulación existente a este tipo de instalaciones.
- A los enlaces internacionales clasificados como Activos de Conexión también se les aplica formalmente la regulación nacional vigente para este tipo de conexiones.

Sin embargo existen diferencias prácticas que determinan diferencias sustanciales en lo referente a asignación de riesgos:

- En el caso de activos de conexión que requeridos por la generación, en general las inversiones en este tipo de instalaciones representan valores relativamente menores a los requeridos para desarrollar el proyecto de generación en sí mismo, por lo que en principio podrían recuperarse con utilidad marginal. Y si fueran más relevantes, siempre existe la posibilidad de que el generador compita por la remuneración de capacidad (confiabilidad) incluyendo dentro de sus costos fijos a los costos de conexión.
- En el caso de instalaciones nacionales de conexión requeridas por la demanda, o bien las mismas se reconocen como costos regulados en el caso de clientes regulados (o de clientes libres cuando éstos usan redes de un operador de red que requiere conexión al STN o a otro STR). En el caso de conexiones requeridas por clientes libres en forma directa, las mismas son afrontadas por éste como parte de su costo de abastecimiento. Si bien en los casos en los que hay reconocimiento regulado de los mismos éstos se variabilizan, los mismos se aplican a una demanda relativamente inelástica al precio de la energía, de modo tal que el producto demanda por cargo variable de conexión garantiza con bajo riesgo el cubrimiento de la remuneración.
- En el caso de interconexiones internacionales clasificadas como activos de conexión, la aplicación del mismo criterio formal que en el caso de conexiones domésticas implica, en la práctica, que es el costo total de la inversión requerida el que se variabiliza. Y éste a su vez es aplicado a la energía comercializada por el enlace, que es la que debe afrontar en forma exclusiva el costo de la conexión. Esta energía, a diferencia de la demanda doméstica, es elástica al precio dado que depende del despacho coordinado entre los países. En la medida que el costo de la inversión se variabiliza y se incluye además en los precios de oferta, el despacho puede a su vez resultar distorsionado (como se ha descrito en la sección de precios de oferta).
- En el caso de que el enlace clasificado como activo de conexión resulte mayormente importador, a diferencia de un generador local, éste no tiene la posibilidad de competir por el cargo por confiabilidad para cubrir el recupero de sus inversiones con un menor riesgo. Si bien el no pago del Valor a Recaudar por parte del importador implica que el mismo recibe una componente de confiabilidad implícita en el precio de bolsa, la misma es de naturaleza variable por ser los ingresos asociados proporcionales a la energía importada. En consecuencia una inversión en un enlace importador tiene como única opción para mitigar el riesgo de recupero de la inversión asociados obtener ingresos estables mediante contratos financieros con la demanda local, lo que lo pone en desigualdad de competencia frente a un enlace clasificado como activo de uso y frente al generador local por los motivos expuestos.

- En el caso en que no se remunere a la importación el Cargo por Confiabilidad el efecto anterior se intensifica.

En síntesis:

- Un enlace del tipo Activo de Uso tiene garantizado el recupero de su inversión mediante mecanismos regulados, por lo que es sostenible por su propia definición.
- Un enlace del tipo Activo de Conexión no tiene mecanismos regulados para mitigar riesgos en el recupero de costos de inversión si es importador, como sí tiene un generador, ni tiene garantizado el recupero de los costos si es exportador, como sí los tienen los activos de conexión que abastecen la demanda local, dado que estos últimos tienen certeza sobre el volumen de demanda que cubrirá esos costos aunque los mismos se variabilicen.
- En consecuencia, el desarrollo de interconexiones, con el esquema TIE vigente, sólo resulta sostenible cuando las mismas son decididas por el proceso de planeación de la transmisión.

b. Del desarrollo de los enlaces internacionales bajo el esquema Colombia - Panamá

El Memorando de Entendimiento firmado por Colombia y Panamá en Cartagena, el 28/4/2003, establece que ambos países acordaron promover las acciones necesarias para determinar la viabilidad de la integración energética y formalizar los grupos de trabajo necesarios para desarrollar el objetivo previsto.

Respecto de las pautas regulatorias establecidas, se destaca el hecho de que la disponibilidad de recursos para pagar el desarrollo de la interconexión provendrá necesariamente de la congestión, a través de la valorización de la renta asociada que los ganadores de las subastas de derechos financieros realicen.

Este hecho implica, necesariamente, que la interconexión deberá operar con un nivel de congestión suficiente que garantice el pago de la línea para que sea factible.

Por lo tanto, es esperable que el desarrollo previsto para las mismas no sea suficiente para alcanzar la integración económica de los mercados, cuyo beneficio asociado puede ser mayor al costo de la infraestructura de interconexión, pero que no podría ser capturado integralmente por afectar la factibilidad del desarrollo de la interconexión basada en percepción de las rentas de congestión. Esta apreciación se torna más relevante al tener en cuenta que las expansiones de capacidad de interconexión entre Colombia y Panamá se caracterizan por módulos de escala significativa, en particular para el tamaño del mercado eléctrico panameño, dadas las opciones tecnológicas disponibles para las distancias a cubrir. Por lo tanto, no es posible ajustar el módulo de la interconexión al máximo que garantice un mínimo diferencial de precio que permita viabilizar la misma, por lo que se debería esperar un nivel de congestión mayor al equilibrio económico financiero teórico en el marco regulatorio definido, con la siguiente afectación de la sustentabilidad del desarrollo futuro de capacidad de interconexión adicional con vistas a la integración plena de los mercados.

c. Del Sostenibilidad del Fondo de Energía Social (FOES)

La existencia del Fondo de Energía Social (FOES) depende de la existencia de rentas de congestión en los enlaces internacionales. Si no se producen rentas de congestión, el fondo no cuenta con recursos alternativos, y se produce su expiración.

Es de destacar en este punto que, de cumplirse los objetivos de integración física previstos por el Acuerdo de Cartagena entre los países de la CAN, es esperable que las rentas de congestión se reduzcan. En un escenario de integración plena de los mercados las mismas deberían resultar prácticamente inexistentes.

Es por ello que en la medida que el propio esquema de TIEs sea sostenible y dinámico, el esquema adoptado para el FOES no es sostenible, dado que tendería a desaparecer su sustento financiero, que son las rentas de congestión.

Se deja aclarado que la implementación del FOES, su funcionamiento y financiamiento son figuras de origen legal que están fuera del ámbito de decisión del regulador.

2.3.3. *Equidad*

En el caso de las TIEs se observa una tendencia creciente en la equidad referente a la asignación de las rentas de congestión, aunque no necesariamente tal asignación sea eficiente (proporcional al pago de los costos de la interconexión).

La situación de racionamiento en el país exportador determina un tratamiento no equitativo de la demanda de exportación respecto de la demanda nacional, que se traduce en que la exportación mediante TIEs no es firme. En este sentido la decisión adoptada por Ecuador en 2008 de no remunerar potencia a la exportación desde Colombia resulta consistente, pues en definitiva el pago por potencia, así como el pago por confiabilidad en Colombia, se asocia con una contraprestación consistente en la entrega de potencia o energía firme según el caso, en condiciones críticas de abastecimiento del sistema.

Contarriamente, el tratamiento dado a los intercambios con Panamá tratan con equidad a la demanda de exportación, asimilando su firmeza de abastecimiento a las de la demanda nacional.

Es de destacar que el no pago de potencia, o cargo por confiabilidad, a las importaciones en el esquema TIE, si bien es consistente con la contraprestación esperada, acentúa al carácter de corto plazo de las TIE, privilegiando el uso estratégico de recursos por sobre su uso eficiente, al que se propendería con un mayor nivel de integración.

En el esquema TIE la equidad también se ve afectada por la forma en que se implementó la discriminación de precios, en el sentido que sólo afecta a la oferta cuando el país está en condición exportadora, no eliminando de la formación de precio doméstica la importación a través de una TIE programada.

3. IMPACTO EX POST DEL MARCO REGULATORIO

3.1. Desarrollo de las interconexiones

3.1.1. *Esquema TIEs*

En el contexto de las señales económicas y de riesgos resultante de la normativa descrita en las secciones anteriores, es esperable que se desarrollen nuevos enlaces bajo el esquema de Activos de Uso, pero resulta dudoso que se desarrolle bajo el esquema de Activos de Conexión debido a los elevados riesgos que éste enfrenta para recuperar la inversión, que son mayores que los que enfrentan sus competidores en el mercado doméstico, tanto generadores como demanda.

Hasta la entrada en vigencia de la regulación adaptada a la decisión en CAN en febrero de 2003, con la aprobación de la Resolución CREG 004 de 2003, los enlaces internacionales se habían desarrollado con los anteriores marcos regulatorios, todos ellos como inversiones decididas por el Estado.

Las principales interconexiones desarrolladas hasta la actualidad son las siguientes:

Tabla 30 – Desarrollo histórico de enlaces internacionales en Colombia

País	Línea	Tensión	Puesta en servicio	Capacidad	Longitud en Colombia
Interconexiones habilitadas con anterioridad al período de análisis					
Venezuela	Zulia – La Fría	115 kV	1969	36 MW	25 km
Venezuela	Cuestecitas –Cuatricentenario	230 kV	1992	150 MW	42 km
Venezuela	San Mateo – El Corozo	230 kV	1996	150 MW	9.2 km
Ecuador	Panamericana – Tulcán	138 kV	1998	35 MW	15.5 km
Ecuador	Jamondino – Pomasqui (circuitos 1 y 2))	230 kV	2003	250 MW	75 km
Interconexiones habilitadas durante el período de análisis (2008-2010)					
Ecuador	Jamondino – Pomasqui (circuitos 3 y 4)	230 kV	2008	250 MW	75 km

De estas líneas solamente dos interconectan en paralelo los sistemas nacionales de los países interconectados: Cuestecitas-Cuatricentenario (con Venezuela) y Jamondino-Pomasqui (con Ecuador). Las restantes alimentan en operación normal cargas en forma radial en zonas cercanas a la frontera.

De los dos enlaces que vinculan sistemas, solamente la línea Jamondino – Pomasqui fueron desarrollados bajo el esquema TIE, puesto que Venezuela no ha armonizado la regulación de su sector eléctrico en los términos de la Decisión CAN 536 y posteriores (720/757). El enlace en 138 kV con Ecuador también fue encuadrado en el esquema TIE. Los enlaces con Ecuador en 138 kV y circuitos 1 y 2 en 2030 kV han sido, a su vez, asimilados a activos de uso común. Los circuitos 3 y 4 habilitados en 2008 ya fueron desarrollados, en Colombia, como de uso común.

Tal como se prevé en el análisis, el desarrollo de TIEs se va dando en Colombia dentro de la figura de activos de uso común.

3.1.2. Interconexión Colombia - Panamá

La interconexión está en fase de desarrollo dentro del esquema previsto, en una primera fase de 300 MW. En una primera aproximación, este nivel de interconexión, si bien puede tener algún impacto en los precios de Panamá, se estima que mantendrá un diferencial de precios entre ambos mercados significativo.

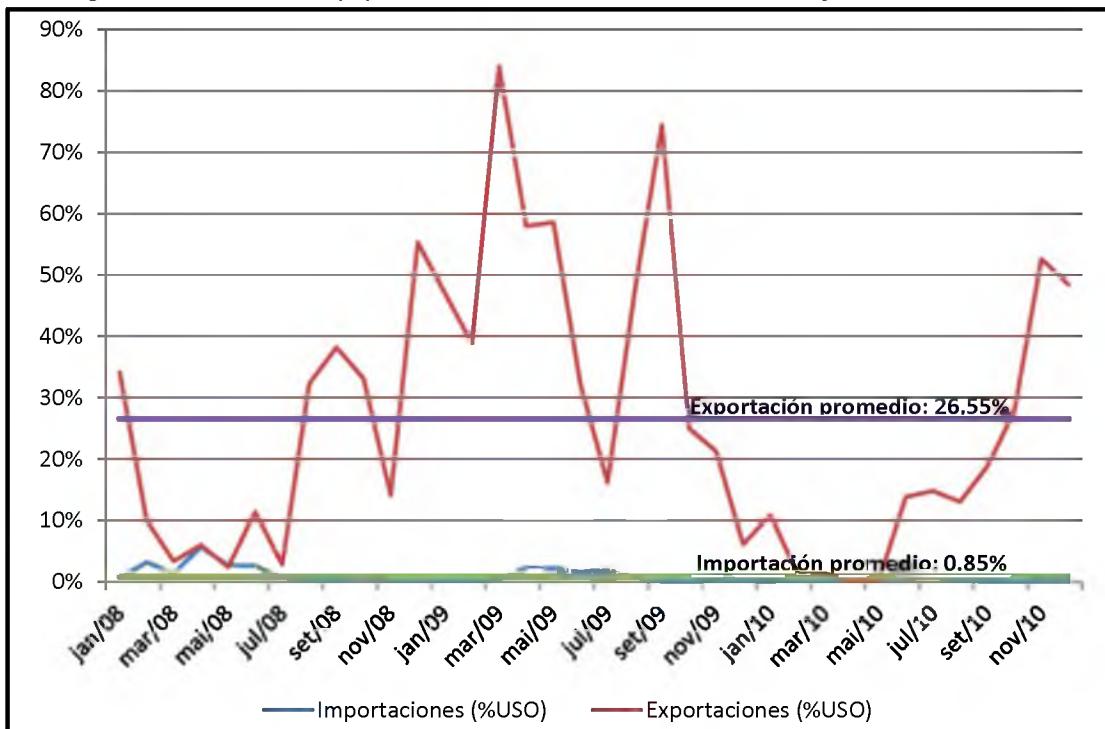
En cualquier caso, el estado de avance del proyecto de interconexión con Panamá indica que es muy prematuro elaborar conclusiones sobre su dinámica.

3.2. Uso de las interconexiones

En la medida que, adicionalmente a las interconexiones con Venezuela, sólo se encuentran en operación las interconexiones con Ecuador, únicas bajo el esquema TIEs, se evaluó el uso de estas últimas en el período analizado.

La Figura 24 muestra el factor de uso promedio del total de la capacidad de interconexión existente con Ecuador en el período 2008-2010

Figura 24 – Utilización (%) del enlace en 230 kV entre Colombia y Ecuador – 2008-2010

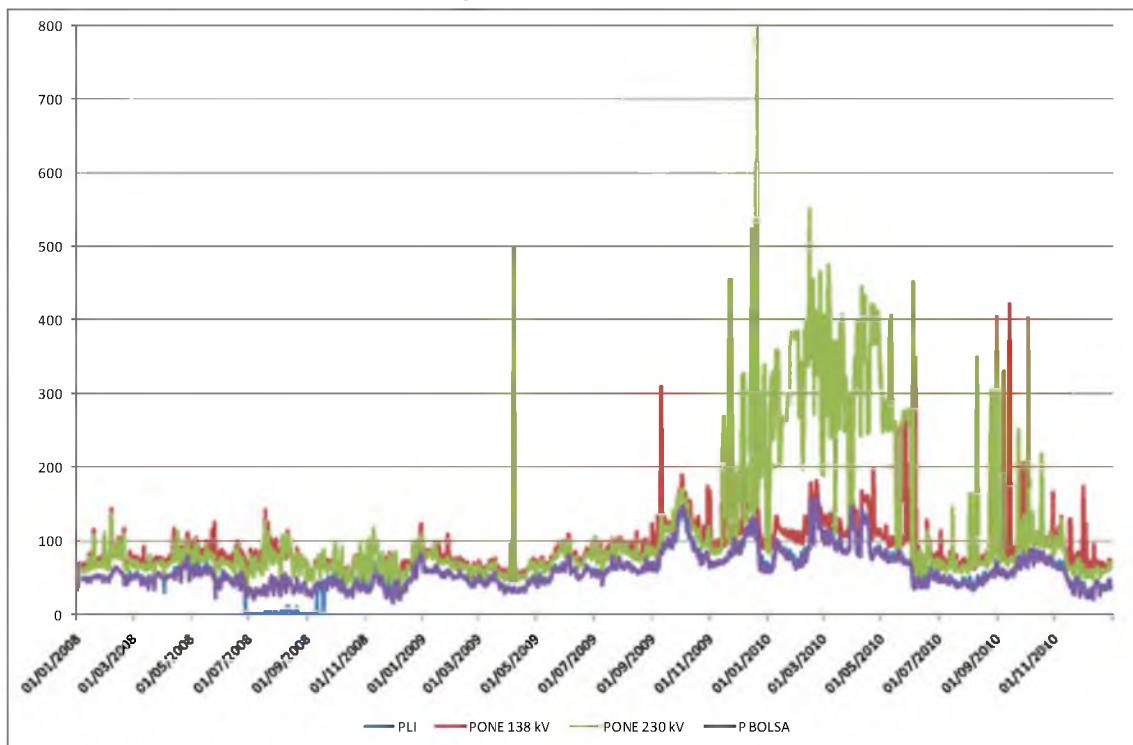


Se observa un factor de carga en sentido exportador (Colombia hacia Ecuador) de 26.55%, y un factor de carga en sentido importador (Ecuador hacia Colombia) de tan solo 0.85%.

Respecto de la exportación se observa el efecto Niño 2009-2010, con reducciones significativas entre diciembre de 2009 y junio 2010. Pero adicionalmente se observa un muy bajo nivel de exportación entre febrero y julio de 2008. Estos valores contrastan fuertemente con los registrados en el período 2004-2006, en el cual la exportación tuvo un factor de carga de casi el 80%.

La siguiente figura muestra los precios de oferta de Colombia para las interconexiones con Ecuador. En el caso del precio de oferta de exportación, el mismo se calculó como el promedio ponderado horario del precio ofrecido en cada segmento por la cantidad (MW) del segmento. Como referencia, se incluyó también el precio de bolsa.

Figura 25 – Precios de oferta de Colombia (en US\$/MWh) para exportación e importación, período 2008-2010



Se observan:

- Precios de importación cercanos a cero entre fines de junio 2008 y principios de septiembre del mismo año producto de la vigencia de la Resolución CREG 069 2008, adoptada en virtud de la variabilización ex post informada por Ecuador. En consecuencia, el efecto práctico de la Resolución CREG 069 de 2008 fue la de un virtual bloqueo a las importaciones desde Ecuador
- Como resultado de aplicar la regulación, en el resto del período, el precio de oferta de importación se alinea con el precio de bolsa.
- Los precios de oferta de exportación reflejan la escasez de oferta del Niño 2009-2010, particularmente sobre la interconexión en 230 KV debido a su mayor capacidad, y por lo tanto, requerimiento de oferta de mayor precio, particularmente en sus últimos segmentos, para poder exportar.

3.3. Conclusiones

En lo referente a la dinámica presentada por las interconexiones se concluye que:

- El desarrollo de nuevos enlaces se está dando en el marco de lo establecido en la planeación de la transmisión (activos de uso común), toda vez que este esquema presenta riesgos significativamente menores para este tipo de inversión (interconexiones con Ecuador).
- No se han desarrollado enlaces del tipo Activo de Conexión, ni se tienen certezas sobre proyectos de esta naturaleza.

- El uso de los enlaces realizados, en particular Colombia – Ecuador 230 kV, ha resultado bajo comparado a años anteriores (27% vs niveles cercanos a 80% registrados en años anteriores).
- El estado de avance del proyecto de interconexión con Panamá indica que es muy prematuro elaborar conclusiones sobre su dinámica.
- Interferencia de decisiones regulatorias (promovidas en este caso por acciones adoptadas por Ecuador) en las ofertas.

VIII - REFERENCIAS

- Andrés, L., V. Foster, and J. L. Guasch (2006), "The Impact of Privatization on the Performance of the Infrastructure Sector: The Case of Electricity Distribution in Latin American Countries", *World Bank Policy Research Working Paper* 3936, June 2006.
- Brown, A. C., Stern, J., Tenenbaum, B., Gencer, D. (2006), *Handbook for Evaluating Infrastructure Regulatory Systems*, The World Bank.
- Du, L., Mao, J., and Shi, J. (2009), "Assessing the impact of regulatory reforms on China's electricity generation industry", *Energy Policy* 37: 712-720
- EAFIT (2004) "Asesoría para la estimación de las mejoras en productividad periódicas que logran las firmas en las actividades de transmisión de energía eléctrica, sistema nacional de transporte de gas, y transporte, almacenamiento y distribución de GLP", trabajo realizado para la CREG, Medellín.
- Garcia, A. and L. E. Arbeláez (2002), "Market power analysis for the Colombian electricity market", *Energy Economics* 24 (2002): 217-229.
- Harrington, W. y R. D. Morgenstern (2004), "Evaluating Regulatory Impact Analyses", Discussion Paper 04-04, Resources for the Future, y OECD (2004), "Regulatory performance: ex post evaluation of regulatory tools and institutions", Draft report by the Secretariat, 27-28 September 2004, GOV/PGC/REG (2004)
- Jadresic, A. (2002) 'The "New Replacement Value – Model Company" Approach for Tariff Regulation in Electricity Distribution', mimeo.
- Lofstedt, R. E. (2004), "The Swing of the Regulatory Pendulum in Europe: From Precautionary Principle to (Regulatory) Impact Analysis", *Journal of Risk and Uncertainty* Vol. 28, Iss. 3; pg. 237
- Littlechild, S. C. and Skerk, C. J. (2004). "Regulation of transmission expansion in Argentina: Part I - State ownership, reform and the Fourth Line", *CMI Working Paper* 61 y *Cambridge Working Papers in Economics* CWPE 0464, The Cambridge-MIT Institute.
- Megginson, W. L., R. C. Nash and M. Van Randenborgh (1994), "The Financial and Operating Performance of Newly Privatized Firms: An International Empirical Analysis", *The Journal of Finance*, Vol. 49, No. 2, June, 1994: 403-452.
- Mercados Energéticos Consultores y PSR (2007), "Consultoría para la Revisión de los Criterios y Metodología de Elaboración del Plan de Expansión", Trabajo de consultoría realizado para la UPME, Concurso No 023 de 2006
- Millán, J. (2006), *Entre el mercado y el Estado. Tres décadas de reformas en el sector eléctrico de América Latina*, Banco Interamericano de Desarrollo, Washington D.C.
- OECD (2004), "Regulatory performance: ex post evaluation of regulatory tools and institutions", Draft report by the Secretariat, 27-28 September 2004, GOV/PGC/REG (2004)

-
- Raineri, R. (2009), "Asset life and pricing the use of electricity transmission infrastructure in Chile", *Energy Policy* 38 (2010): 30-41.
- Read, E. G. (2002), "Financial Transmission Rights for New Zealand: Issues and Alternatives", informe de consultoría realizado para el Ministry of Economic Development, disponible en www.med.govt.nz.
- Tamaschke, R., G. Docwra, and R. Stillman (2007), "Measuring market power in electricity generation: A long-term perspective using a programming model", *Energy Economics* 27 (2007): 317-335