

INFORME SECTORIAL SOBRE LA EVOLUCIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN COLOMBIA



BALANCE DE SUCESOS Y ESTADÍSTICAS 1998-2010

DICIEMBRE DE 2011

CONTENIDO

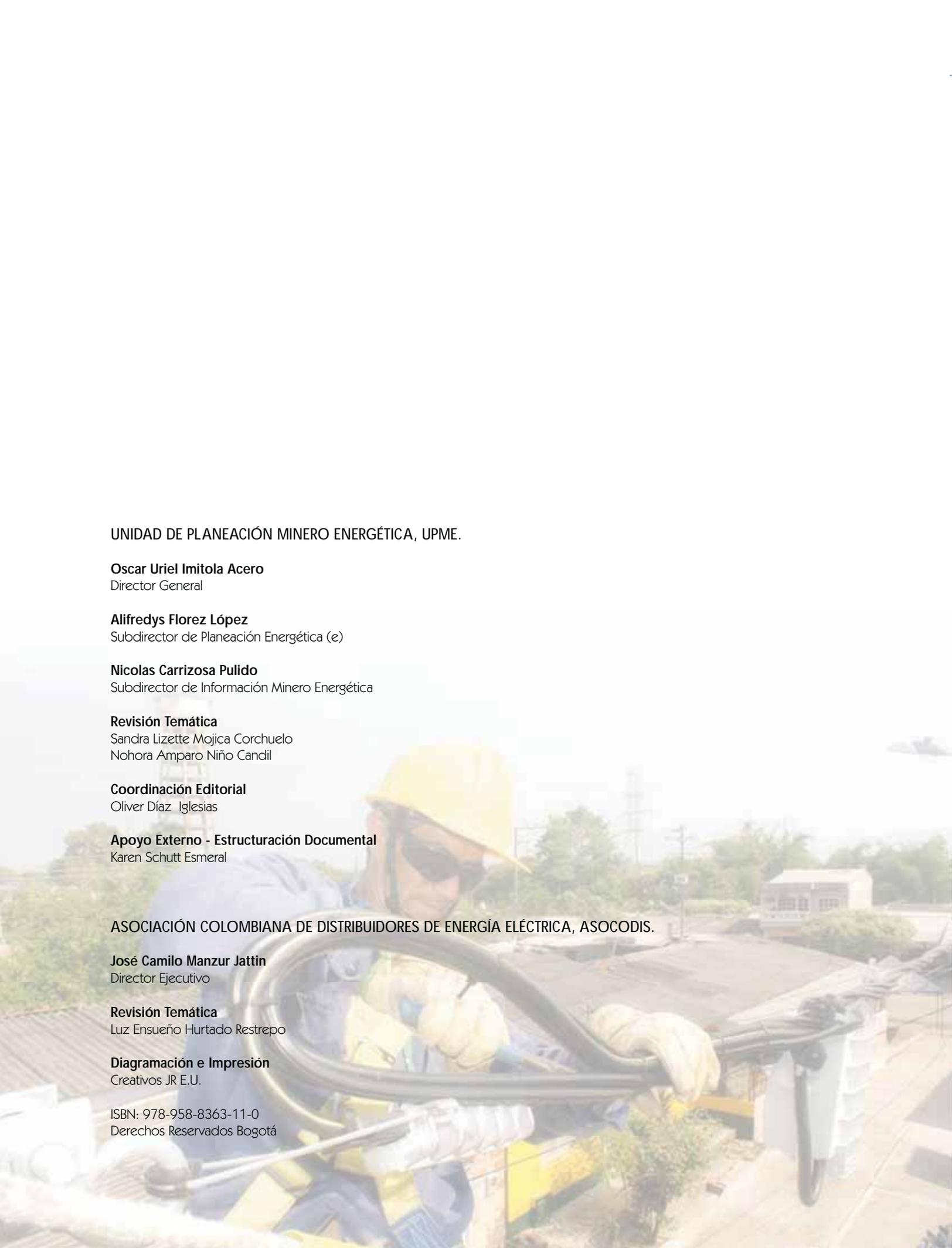
Presentación	5
Resumen Ejecutivo	7
Agentes	8
Evolución de la Demanda Nacional y el Consumo	9
Evolución del Número de Usuarios	9
Infraestructura de Distribución	10
Cobertura	10
Pérdidas de Distribución	11
Calidad	11
Facturación	12
Costos Unitarios de Prestación del Servicio	12
Evolución Financiera	13
Administración, Operación y Mantenimiento (AOM)	15
Contribuciones y Subsidios	16
Fondos para la Expansión y Atención de Zonas Especiales	16
Planes de Expansión	16
Evolución Regulatoria 2009-2010	17
Conclusiones	17
Perspectivas	18

1. Evolución del Sector Eléctrico Nacional 21

1.1. Sector Eléctrico y Economía	22
1.2. Demanda Nacional	24
1.3. Consumo de Energía Eléctrica Nacional	26
1.4. Usuarios SIN	28
1.5. Cobertura Nacional	31
1.6. Pérdidas del Sistema	31
1.7. Agentes	32
1.8. Generación	34
1.9. Transmisión	36
1.10. Mercado Mayorista de Electricidad	36
1.11. Fondos Gubernamentales	38
1.12. Subsidios y Contribuciones	40



2. Evolución de las 24 Empresas Analizadas	43
2.1. Información General	43
2.2. Consumo	46
2.3. Usuarios del Servicio de Energía Eléctrica	50
2.4. Infraestructura	55
2.5. Pérdidas	57
2.6. Calidad	60
2.7. Costos de Administración, Operación y Mantenimiento (AOM)	63
2.8. Energía Comprada	66
2.9. Facturación	68
2.10. Costos Unitarios	72
2.11. Subsidios y Contribuciones	85
2.12. Fondos	86
2.13. Empleo	88
2.14. Inversión	89
2.15. Evolución Financiera	91
2.15.1. Ingresos	91
2.15.2. Márgenes de Utilidad	94
2.15.3. Evolución del Balance	99
2.15.4. Rentabilidad sobre Activos	105
2.15.5. Rentabilidad sobre Patrimonio	107
3. Evolución Regulatoria	111
3.1. Evolución Regulatoria 2009 - 2010	111
3.1.1. Mercado Mayorista de Energía Eléctrica	111
3.1.2. Transmisión	112
3.1.3. Distribución	112
3.2. Evolución Regulatoria 2010-2011	113
3.2.1. Medidas de Intervención	114
3.2.2. Mercado Mayorista de Energía Eléctrica y Comercialización	114
3.2.3. Distribución	115
3.2.4. Transmisión	117
3.3. Consolidado Evolución Regulatoria 2009 - 2011	117
GLOSARIO	126



UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA, UPME.

Oscar Uriel Imitola Acero

Director General

Alfredys Florez López

Subdirector de Planeación Energética (e)

Nicolas Carrizosa Pulido

Subdirector de Información Minero Energética

Revisión Temática

Sandra Lizette Mojica Corchuelo
Nohora Amparo Niño Candil

Coordinación Editorial

Oliver Díaz Iglesias

Apoyo Externo - Estructuración Documental

Karen Schutt Esmeral

ASOCIACIÓN COLOMBIANA DE DISTRIBUIDORES DE ENERGÍA ELÉCTRICA, ASOCODIS.

José Camilo Manzur Jattin

Director Ejecutivo

Revisión Temática

Luz Ensueño Hurtado Restrepo

Diagramación e Impresión

Creativos JR E.U.

ISBN: 978-958-8363-11-0

Derechos Reservados Bogotá

PRESENTACIÓN

La Asociación Colombiana de Distribuidores de Energía Eléctrica, ASOCODIS y la Unidad de Planeación Minero Energética, UPME, en un esfuerzo conjunto por divulgar de manera actualizada y fidedigna la información correspondiente a las actividades de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica, presenta el “INFORME SECTORIAL SOBRE LA EVOLUCIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN COLOMBIA-BALANCE DE SUCESOS Y ESTADÍSTICAS: 1998-2010”, el cual permitirá a todos los actores interesados, analizar la evolución de las variables e índices que determinan el desempeño y tendencias de la actividades en mención .

En esta publicación se consignan los sucesos sobresalientes en el ámbito regulatorio y de las actividades de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica, así como los resultados financieros, comerciales, administrativos y técnicos, entre otras variables, de la gestión de 24 empresas distribuidoras-comercializadoras de Energía Eléctrica, durante el período comprendido entre 1998 y 2010, tomando como base la información¹ presentada en el informe previo **“ASOCODIS: 10 Años Contribuyendo al Desarrollo del Sector Eléctrico Colombiano”**².

Partiendo del entorno macroeconómico y de su estrecha interrelación con el sector energético, se presenta en el primer capítulo de este informe, la evolución de las variables fundamentales que demarcan el comportamiento del mercado eléctrico colombiano.

Igualmente, se anteceden estos indicadores representativos de la estructura del Mercado, con una síntesis de los hechos relevantes del entorno regulatorio e institucional que inciden en los resultados de estas variables.

Bajo este marco, se ilustra en el segundo capítulo una serie de variables e indicadores consolidados que reflejan la contribución individual de las 24 empresas distribuidoras-comercializadoras analizadas, no solo en el crecimiento del sector energético, sino también en la economía nacional y en el bienestar social de los colombianos, reafirmando así la importancia de estos eslabones de la cadena en la prestación del servicio al usuario final.

¹Algunas de las cifras presentarán variaciones respecto a las contenidas en el informe “ASOCODIS: 10 Años Contribuyendo al Desarrollo del Sector Eléctrico Colombiano”, toda vez que en este estudio se consideró un número mayor de empresas, para una muestra total de 24 empresas distribuidoras-comercializadoras, además de las actualizaciones realizadas posteriormente a la publicación de dicho documento para el año 2008.

²Informe publicado por ASOCODIS, en Septiembre de 2009, con el ISBN 978-958-99172-0-6

En el tercer capítulo, se realiza un breve resumen de la normatividad regulatoria expedida, particularmente durante el período 2009 y 2010, en los segmentos del Mercado Mayorista, Transmisión, Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica, que reseñan en gran parte las medidas adoptadas por el Gobierno Nacional para garantizar la continuidad en el suministro, ante la ocurrencia del Fenómeno del Niño y el Racionamiento Programado de Gas.

Esperamos con estas estadísticas y recuento de sucesos que caracterizaron las actividades de Distribución y Comercialización, contribuir a un análisis retrospectivo de aquellas variables determinantes en el desarrollo regulatorio y financiero de las referidas actividades, así como visualizar de forma prospectiva aspectos fundamentales para la toma de decisiones, en procura de la sostenibilidad a largo plazo de estas actividades y que implican retos como la suficiencia financiera, la expansión de la infraestructura, la reducción y mantenimiento de las pérdidas, la generación distribuida, la calidad del servicio, una comercialización simétrica en el mercado minorista, así como la continuidad y confiabilidad del servicio integralmente, entre otros.

Cordialmente,

JOSE CAMILO MANZUR JATTIN
Director Ejecutivo
ASOCODIS

OSCAR URIEL IMITOLA ACERO
Director General
UPME

RESUMEN EJECUTIVO

En el marco de un esfuerzo conjunto por parte de la UPME y ASOCODIS, de contar con información actualizada en el Sistema de Información Eléctrico Colombiano, SIEL, administrado por la UPME y el cual contiene variables de las actividades de Distribución y Comercialización, las cuales contribuyan al planeamiento sectorial, regulación, control y vigilancia del sector eléctrico, se presenta en esta publicación una actualización para los años 2009 y 2010 de las variables e indicadores financieros, administrativos, técnicos y comerciales, que sirvieron de base para la publicación del informe “ASOCODIS: 10 Años Contribuyendo al Desarrollo del Sector Eléctrico Colombiano”, así como otras variables adicionales consideradas relevantes para analizar la evolución del mercado y el desempeño de las empresas distribuidoras-comercializadoras, objeto de análisis. En el siguiente Resumen Ejecutivo se presenta una breve reseña de aquellos aspectos relevantes asociados a las actividades de distribución-comercialización, durante el período 2009-2010, los cuales se amplían más adelante en el informe.

Participación de Empresas Distribuidoras-Comercializadoras en el SIN

La participación de las 24 empresas³ distribuidoras-comercializadoras, objeto de la muestra, en el Sistema Interconectado Nacional-SIN, resulta significativa en términos de cobertura, consumo, facturación⁴, empleos generados y otros rubros sectoriales, evidenciando así la contribución de las actividades de Distribución y Comercialización en el desarrollo sostenible de la economía y en el sector energético, como se muestra a continuación:

Tabla 1. 24 Empresas Analizadas 2009 - 2010

CONCEPTO	2009	2010	PARTICIPACIÓN 2009
CONSUMO (GWh)	36.924	37.758	66,0% de la demanda nacional
			79,6% del consumo nacional
USUARIOS	11.086.354	11.516.892	98,9% del total nacional
USUARIOS RESIDENCIALES	10.113.193	10.516.892	98,8% de los usuarios residenciales nacionales
USUARIOS NO RESIDENCIALES	973.161	994.858	99,8% de los usuarios no residenciales nacionales
MUNICIPIOS	1.041	1.041	94,3% del total de municipios nacional
FACTURACIÓN (MILLONES DE PESOS 2010)	10.237.265	11.218.358	83,4% del total de la facturación nacional
EMPLEO	28.295	30.584	2,0% del PIB nacional

Fuente: SUI, XM y DANE, Cálculos Propios

El consumo de las 24 empresas representó en el 2009, el 79,6% del consumo nacional. El total de usuarios atendidos por las distribuidoras-comercializadoras, ubicados en 1041 municipios, representan el 98,9% del total de usuarios nacionales del SIN. La facturación de dichas empresas ascendió a 10.2 billones

³De las 24 empresas analizadas, 22 de ellas están asociadas a ASOCODIS. Solo 2 de ellas no pertenecen a dicho gremio y atienden el mercado correspondiente al Putumayo: Empresa de Energía del Putumayo y Empresa de Energía del Bajo Putumayo.

⁴La facturación corresponde a todo el Costo Unitario facturado por las empresas en su calidad de comercializadores.

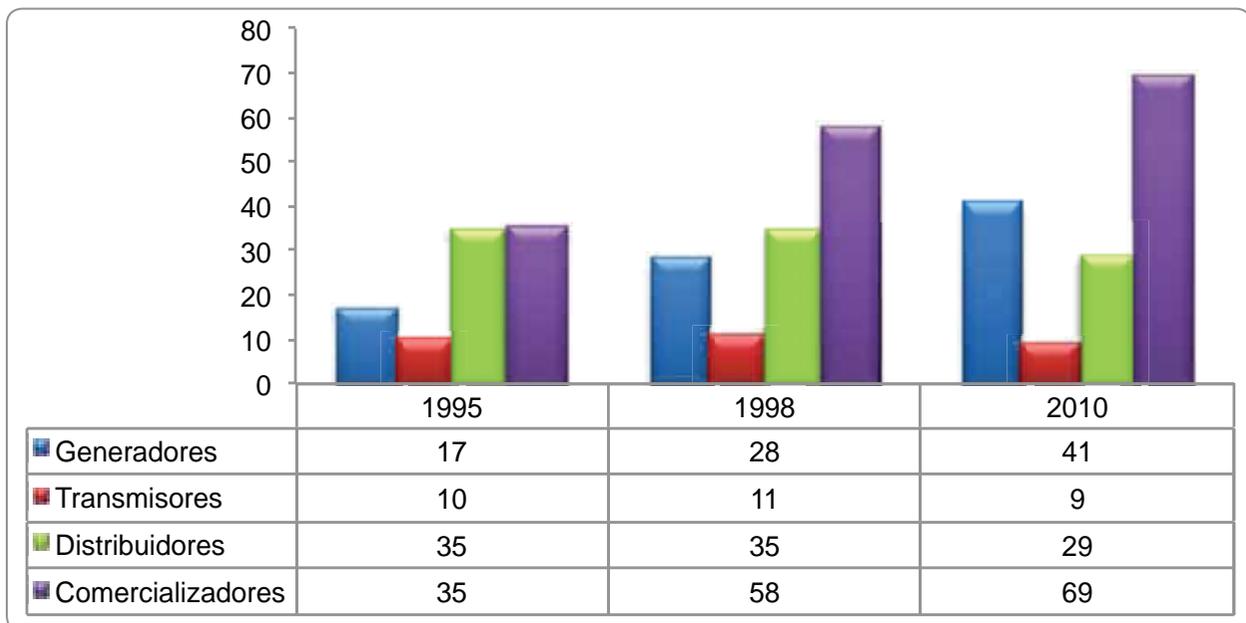
de pesos, correspondientes a un 83,4% del total de la facturación del sector eléctrico, registrando una participación del 2,0% en el PIB Nacional.

Adicionalmente, estas empresas generaron a diciembre de 2010, unos 9.417 empleos directos y 21,167 empleos indirectos, para un total de 30,584 empleos.

Agentes

El sector eléctrico ha tenido una evolución muy importante en términos del número de agentes registrados y activos en el mercado. A diciembre 31 de 2010, participan 41 Generadores y 69 Comercializadores de energía eléctrica. Respecto a las actividades reguladas como Transmisión y Distribución, se encuentran activos en el mercado 9 Transmisores y 29 Operadores de Red o Distribuidores. En el siguiente gráfico se muestra dicha evolución desde inicios del mercado hasta la fecha:

Gráfico 1. Evolución del Número de Agentes del Mercado



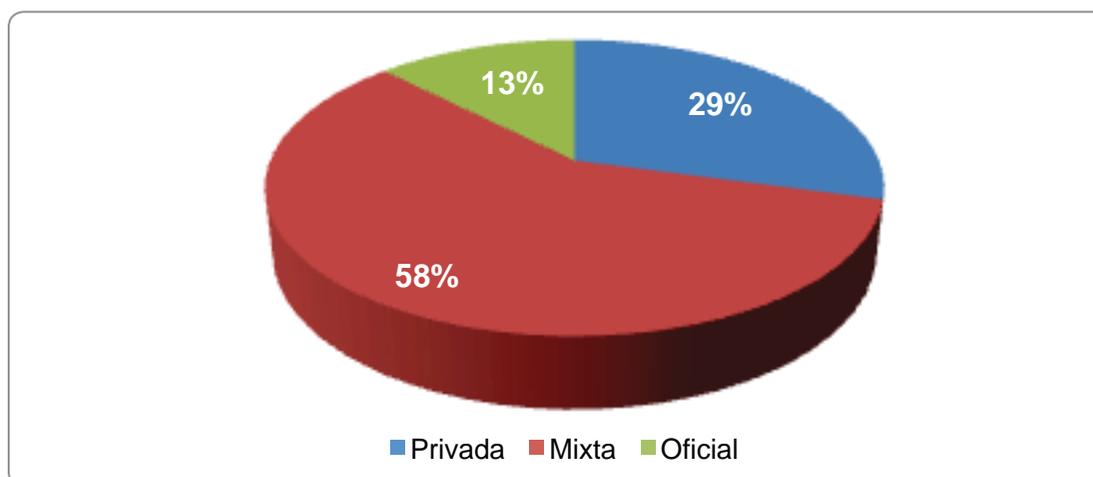
Fuente: GRISEC, XM

En cuanto a la composición de capital⁵ de las 24 empresas distribuidoras de energía eléctrica analizadas a diciembre de 2010, el 58% de las empresas son de capital mixto, un 29% de carácter privado y un 13% oficial. Sin embargo, según el control⁶ de la propiedad accionaria, el capital de las empresas a diciembre de 2010 es 17% mixto, un 46% de carácter privado y un 38% oficial. En la siguiente gráfica se muestra la composición de capital de las empresas, objeto de la muestra, según el control accionario:

⁵ Según las características del patrimonio o del capital suscrito reportado al SU1

⁶ Control del 50 % más Uno del total de las acciones

Gráfico 2. Composición del Capital de Empresas Distribuidoras 2010



Fuente: SSPD

Evolución de la Demanda Nacional y el Consumo

La evolución total de la demanda nacional y sus respectivos consumos en los diferentes segmentos: residencial y no residencial, ha presentado durante el período de análisis (1998-2010) tasas de crecimiento positivas, con excepción de 1999. En dicho período, se registró una tasa de crecimiento promedio anual del 2,10% y una tasa acumulada del 28,38%. En el año 2010, la demanda de energía eléctrica ascendió a 56.148 GWh, presentándose un incremento del orden de 2,69%, respecto al año 2009. La Demanda No Regulada ha jalonado el crecimiento total de la demanda, con una participación promedio durante el período evaluado del 29%.

El consumo total nacional (energía facturada sin incluir pérdidas), tuvo un crecimiento de 25,84% en el periodo comprendido entre 1998 y 2009, presentando el consumo residencial un crecimiento total del 32,01%, a una tasa promedio anual de 2,55% y el consumo no residencial, un crecimiento del 21,85%, con una tasa promedio anual de 1,81%.

En términos de la composición del consumo por sectores, se evidencia una relativa estabilidad de 1998 a 2010, dado que no se han presentado cambios significativos en la distribución del mismo, pues mientras que en 1998 el consumo del sector residencial representaba el 40% del total, en el 2010 este segmento consumía un 41%. De igual forma, el sector comercial aumentó su participación del 21% a 24% en el mismo periodo.

Evolución del Número de Usuarios

El número total de usuarios del Sistema Interconectado Nacional a diciembre de 2009⁷ fue de 11.211.976, de los cuales 10.236.702 (91,3%) son residenciales y 975.274 (8,7%) usuarios no residenciales. Particularmente, el número de usuarios atendidos por las 24 empresas analizadas, ascendió a 11.516.892 en el 2010, registrándose un incremento del 76,8% durante el periodo 1998- 2010 y una tasa promedio anual de crecimiento del orden de 4,86%.

⁷El Número de usuarios consolidado nacional para el año 2010 no se encuentra disponible en el SUI.

Infraestructura de Distribución

En relación a la cantidad de kilómetros de red construidos por nivel de tensión, para un grupo de 18 empresas, se presenta un crecimiento del orden del 18,5% entre el año 2009 y 2010 en la extensión de las redes, al incrementarse de 375.555 km a 445.135 km, respectivamente. Se destaca en el 2010, un crecimiento del 33,7% en las redes del Nivel de Tensión 1 y del 2,9% en las redes de tensión del Nivel 2, como se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 2. Kilómetros de Red por Nivel de Tensión 2009 y 2010

NIVEL DE TENSIÓN	2009	2010
Nivel 1	190.896	255.181
Nivel 2	160.726	165.450
Nivel 3	14.267	14.594
Nivel 4	9.666	9.910
Total Kms de Red	375.555	445.135

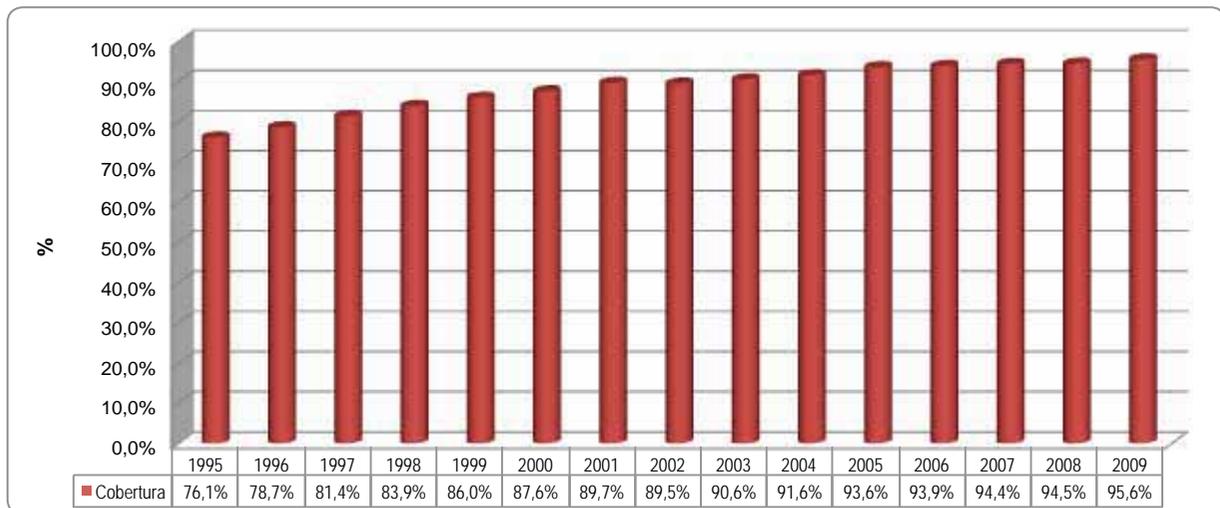
Fuente: Empresas

Respecto al número de transformadores de distribución, se encuentran instalados más de 438,000 transformadores a diciembre de 2010, ubicándose el 80% de ellos en el Nivel de Tensión I y el 20% en los Niveles de Tensión II, III y IV.

Cobertura

La cobertura de energía eléctrica en Colombia, medida como el porcentaje de hogares con servicio de energía eléctrica, se ha consolidado en niveles importantes en los últimos años, presentando un incremento de 94,5% en el 2008 a 95,6% en el 2009, como se muestra en la siguiente gráfica:

Gráfico 3. Cobertura de Energía Eléctrica 1995-2009

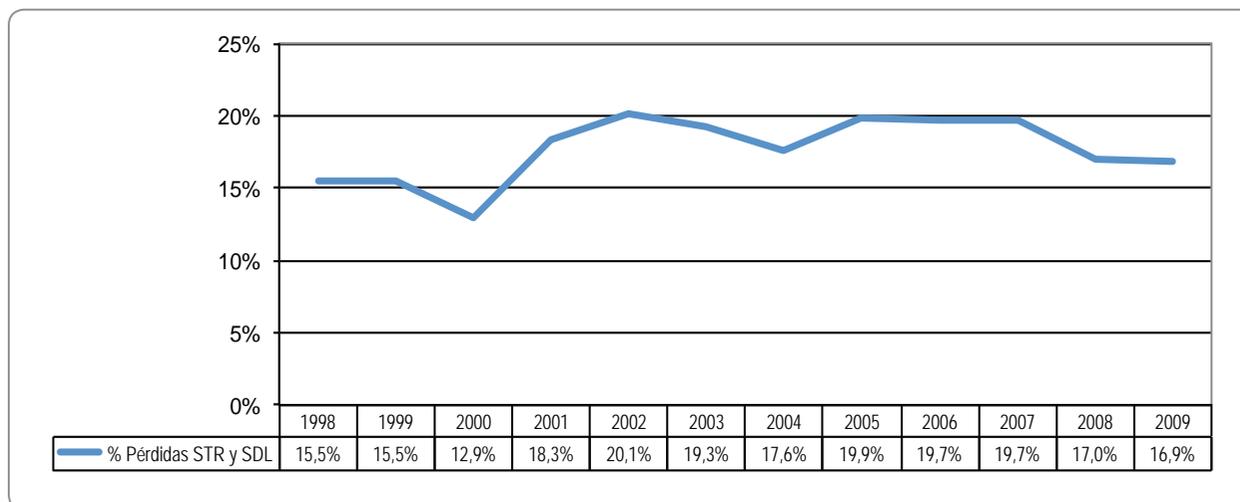


Fuente: DANE y UPME (2008 y 2009)

Pérdidas de Distribución

En lo referente a la evolución de las pérdidas de distribución, aunque la CREG ha dado señales para su reducción desde que se implementó la fórmula tarifaria, aún el nivel de éstas es superior al de algunos países de desarrollo similar. A continuación, se muestra la evolución de las pérdidas consolidadas del sistema de distribución:

Gráfico 4. Evolución de las Pérdidas de Distribución 1998-2009



Fuente: Empresas.

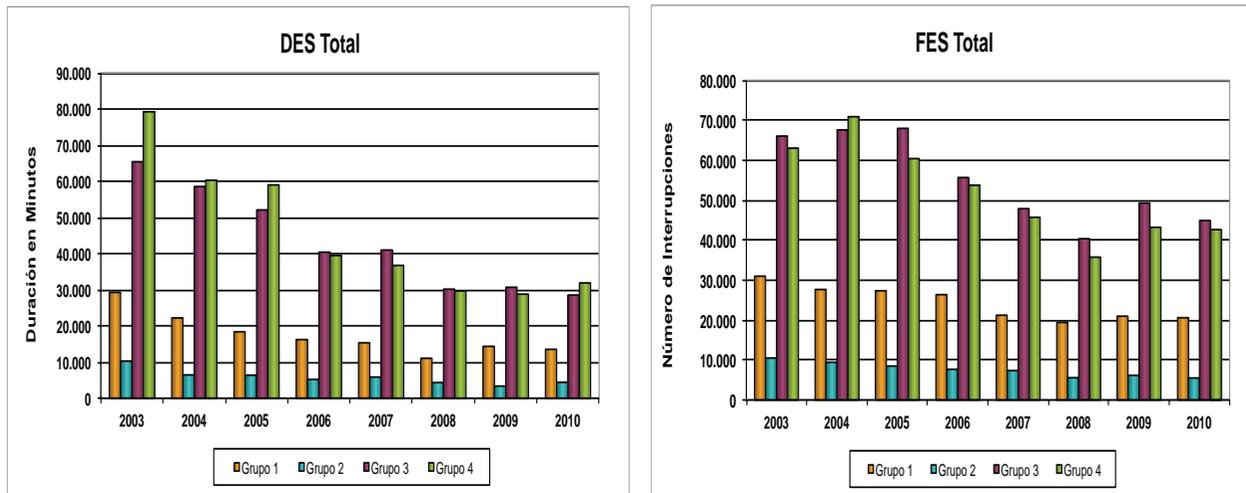
Como se puede observar en la gráfica anterior, a partir del 2008 se muestra una tendencia decreciente en el porcentaje de pérdidas del sistema de distribución⁸, pasando de 19,7% en el 2007 a 17,0% en el 2008 y a 16,9% en el 2009. No obstante lo anterior y con el objeto de continuar reduciendo dichas pérdidas, mediante la Resolución 184 de 2010, la CREG publicó para discusión una serie de medidas e incentivos, en la cual se definen las bases de los programas de reducción y mantenimiento de pérdidas no técnicas.

Calidad

Respecto a la evolución para el año 2009 y 2010 del índice DES, por medio del cual se mide la duración de las interrupciones, se evidencia que en todos los grupos de calidad se ha alcanzado un nivel similar a partir de 2008, alrededor del cual hay pequeñas variaciones. En relación con el índice FES, por medio del cual se mide el número de interrupciones, se presenta en el año 2010 una disminución en el número de interrupciones para el Grupo 3 y estabilidad en lo referente a los otros grupos. En la siguiente gráfica se muestra el comportamiento de ambos indicadores:

⁸El porcentaje de las pérdidas del sistema de distribución no se puede calcular para el año 2010, ya que no se encuentra consolidado en el SUI, el consumo total para el año 2010.

Gráfico 5. Calidad



Fuente: Empresas

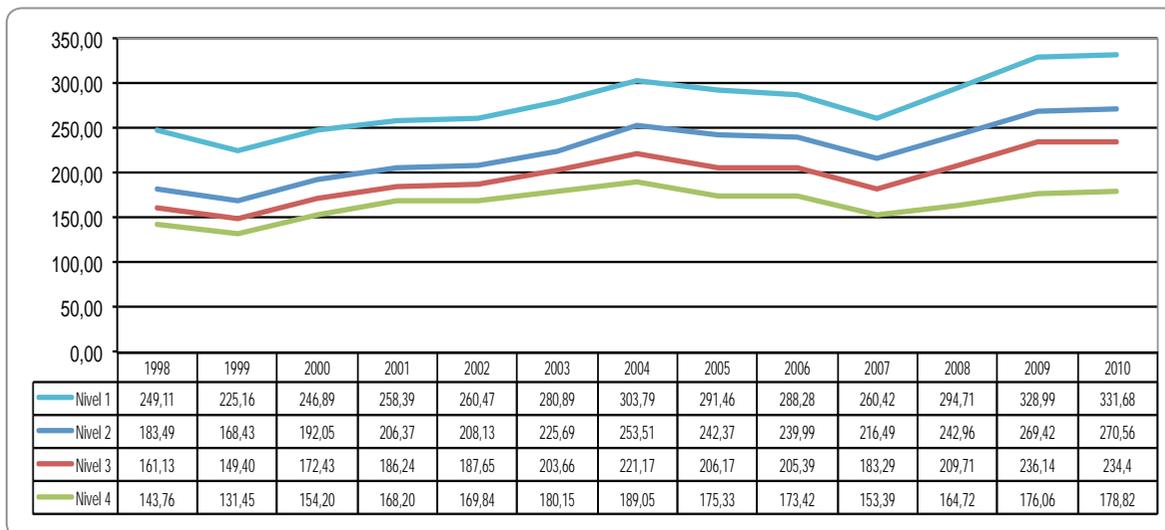
Facturación

Las 24 empresas analizadas facturaron en pesos constantes de diciembre de 2010, 11.2 billones de pesos por concepto del costo total de prestación del servicio, mientras que en el año 2009 facturaron 10.2 billones de pesos registrándose un crecimiento del 9,6%.

Costos Unitarios de Prestación del Servicio

El Costo Unitario de Prestación del Servicio-CU- por nivel de tensión presenta la siguiente evolución durante el período 1998-2010:

Gráfico 6. Evolución del Costo Unitario por Nivel de Tensión (Pesos Constantes de Diciembre de 2010)

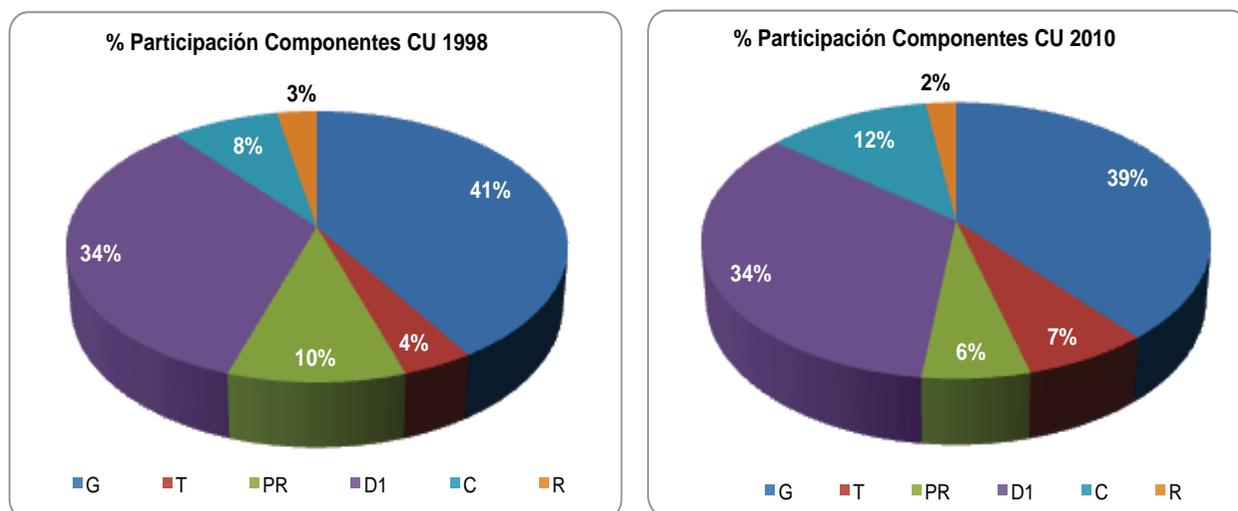


Fuente: CREG (1998-2006) y Empresas (2007-2010)

Como se observa en la anterior gráfica, el CU presenta en todos los niveles de tensión una tendencia creciente hasta el 2004, luego disminuye durante el 2005-2007 y a partir del 2008 registran nuevamente crecimientos. Respecto a la participación porcentual de cada uno de los componentes en el CU, se

muestra comparativamente en las siguientes gráficas, la representatividad de dichos componentes en los años 1998 y 2010:

Gráfico 7. Componentes del CU Promedio Total 1998 y 2010



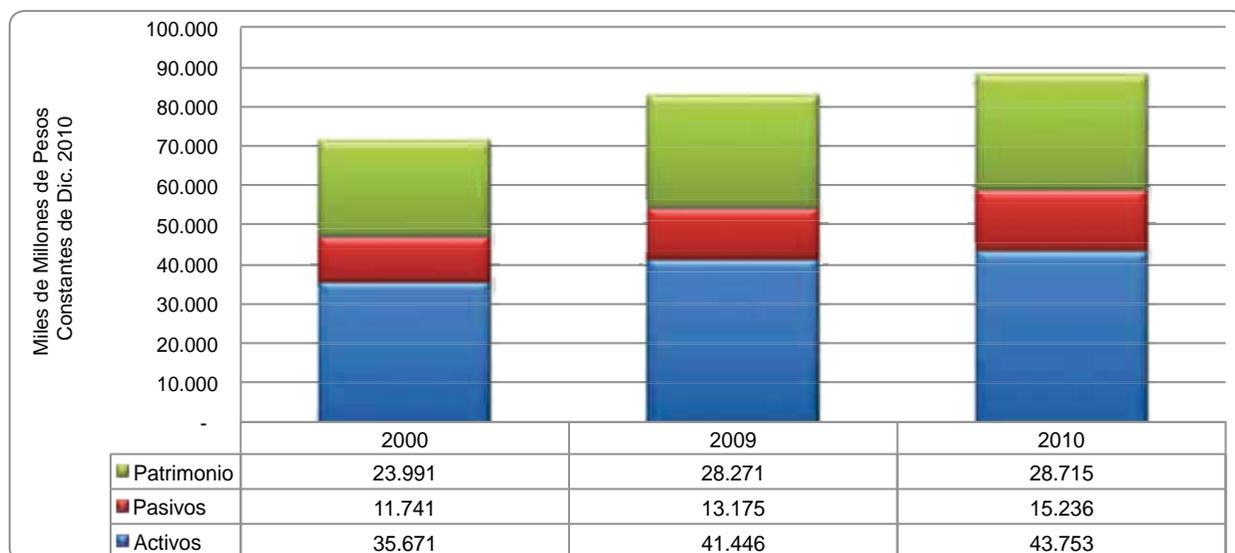
Fuente: Boletín Tarifario Diciembre 2008, 2009 y 2010 – SSPD

En relación con el año 1998, la componente G (Generación) disminuyó del 41% al 39%, al igual que las PR (Pérdidas) que descendieron⁹ del 10% al 6% en el año 2010, mientras que el cargo de distribución (D) mantuvo su participación en un 34% y el cargo de comercialización (C) se incrementó del 8% al 12%, así como el cargo de Transmisión (T) del 4% al 7% y la componente R (Costo de Restricciones y servicios asociados con Generación) disminuyó del 3 al 2%.

Evolución Financiera

El valor total de los activos de las 24 empresas analizadas a 31 de diciembre de 2010, en pesos constantes de diciembre de 2010, asciende a 43.8 billones de pesos. Los pasivos alcanzaron los 15.2 billones de pesos y el patrimonio 28.7 billones de pesos, como se indica en la siguiente gráfica:

Gráfico 8. Balance Consolidado Empresas 2000, 2009 y 2010

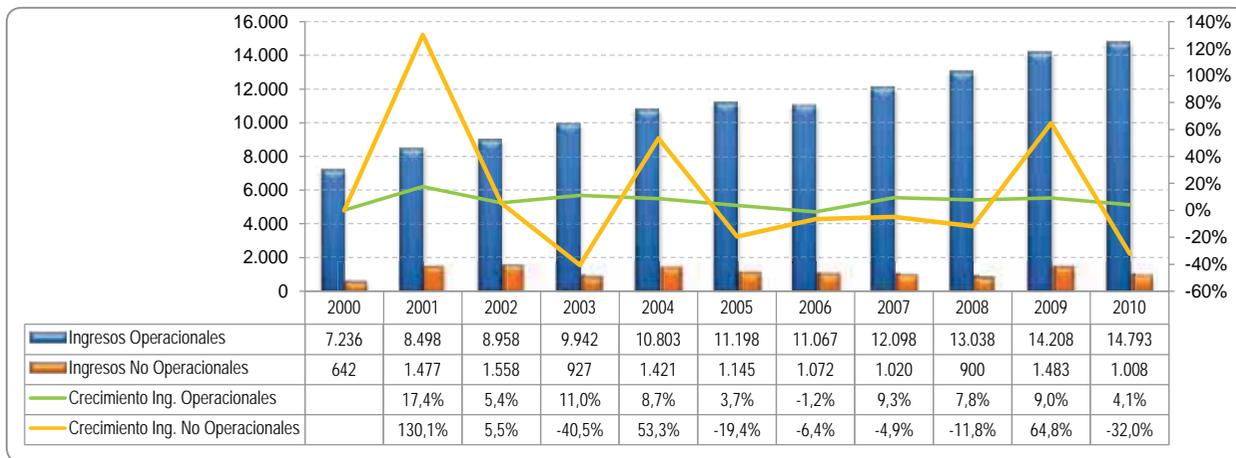


Fuente: Empresas, SSPD

⁹ La reducción de las pérdidas reconocidas se asumió en el cargo de comercialización y por el cargo del STN)

Los Ingresos Operacionales crecieron en el 2010 un 4% respecto al año 2009, mientras que la tasa de crecimiento promedio anual para el total del periodo analizado fue de 7,4%. Por otra parte, los Ingresos No Operacionales han disminuido su participación en el total de ingresos, mientras que en el periodo 2000-2002 tenían una participación promedio del 13%, en el periodo 2003-2010, la participación promedio anual fue de 9%. En el año 2010, los Ingresos No Operacionales disminuyeron en un 32% con respecto al 2009.

**Gráfico 9. Ingresos Operacionales e Ingresos No Operacionales⁹
(Miles de Millones de Pesos Constantes de Diciembre de 2010)**



Fuente: Empresas, SU1

La Utilidad y Margen Neto del consolidado de las 24 empresas de distribución y comercialización analizadas son positivos a partir del 2004, ante la entrada en vigencia del segundo periodo tarifario, en el cual se mejoró la retribución de la actividad de distribución, disminuyendo el rezago originado en el periodo de 1998 a 2002, como se observa en la siguiente gráfica:

**Gráfico 10. Utilidad Neta y Margen Neto Consolidado 24 Empresas de Distribución
2000-2010.(Cifras en Miles de Millones de Pesos Constantes de Diciembre de 2010)**

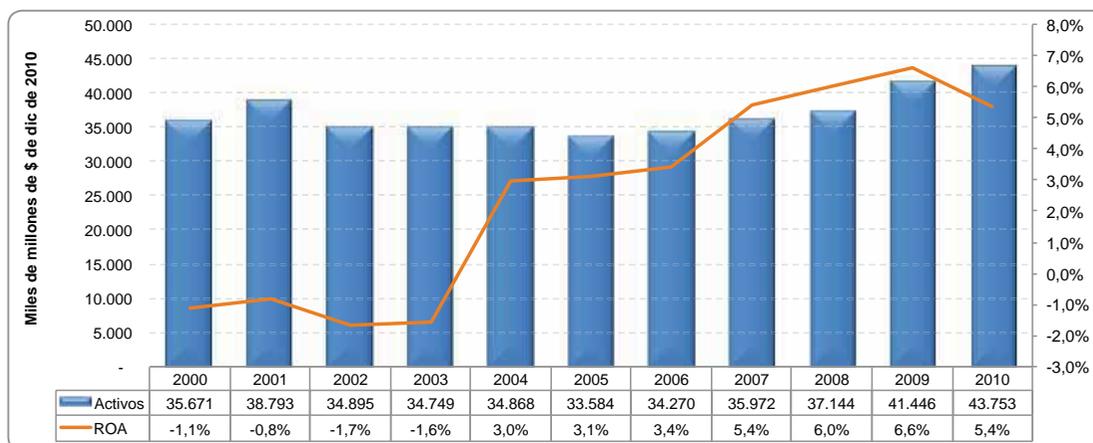


Fuente: Empresas, SU1

⁹ Difiere a la incluida en el informe "Asocodis: 10 Años Contribuyendo al Desarrollo del Sector Eléctrico Colombiano", debido a que principalmente se consideraban, entre otros, ingresos de otras actividades en empresas integradas verticalmente.

El índice ROA que mide la rentabilidad de las empresas sobre sus Activos Totales se analiza a continuación para el consolidado de las 24 empresas durante el período 2000-2010:

Gráfico 11. ROA Consolidado



Fuente: Empresas, SUI

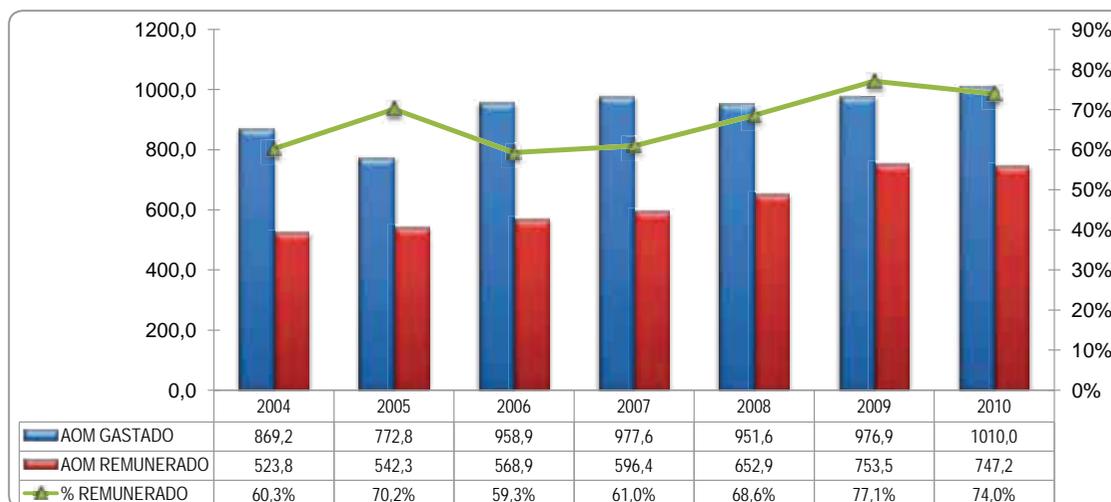
Se denota que antes del 2004, la mayoría de empresas presentaban tasas de rentabilidad negativas y con una tendencia a la baja; sin embargo, a partir del 2004 el rendimiento de la inversión tiende a estabilizarse y a incrementarse, pasando de -1,6% en el 2003 a 6,6% en el 2009. En el 2010, el ROA desciende a un 5,4%.

Aunque el ROA es positivo, su nivel es inferior a la rentabilidad usada por la CREG para la determinación de los cargos que han sido del orden del 16,06% en el SDL para el segundo período tarifario, del 14,06% para el STR en el mismo período, del 13 % en el STR y 13,9% en el SDL para el tercer período tarifario.

Administración, Operación y Mantenimiento (AOM)

La evolución de los gastos AOM, tanto remunerado como realmente gastado por las empresas en el período 2004-2010, se muestra comparativamente en la siguiente gráfica, denotándose que la remuneración reconocida ha sido insuficiente.

Gráfico 12. Costos AOM Remunerados y Gastados por las Empresas 2004-2010 (Cifras en Miles de Millones de Pesos Constantes de Diciembre de 2010)



Fuente: Empresas

Los porcentajes remunerados de AOM han oscilado entre un mínimo del 59,3%, en el año 2006 y un máximo del 77%, alcanzado en el año 2009.

Contribuciones y Subsidios

Aunque el Gobierno Nacional normalizó el giro de subsidios durante un tiempo (2001-2007), a partir del año 2008 se han venido presentando dificultades nuevamente, ante la no apropiación de la totalidad de los recursos en el Presupuesto General de la Nación-PGN y la demora en el giro de los mismos. Dicha situación ha obligado a que las empresas comercializadoras de energía eléctrica, quienes actúan como recaudadores, respalden y financien con recursos propios el pago de los subsidios de estratos 1, 2 y 3 para no incrementar tarifas a los usuarios. Esta situación podría incidir en el incumplimiento de las obligaciones de compra de energía de las empresas y en la limitación de suministro, poniendo en grave riesgo la sostenibilidad del sector eléctrico colombiano.

No obstante, el Gobierno Nacional ha venido realizando durante la vigencia de 2011, sus mejores esfuerzos para cumplir con los compromisos de pago de subsidios correspondientes a la deuda a diciembre de 2010 y los saldos de subsidios de 2011. Sin embargo, se requieren soluciones de largo plazo para garantizar la sostenibilidad del esquema de subsidios y contribuciones.

Se estima que para 2012 se requerirán unas apropiaciones en el PGN de aproximadamente 1.5 billones, para atender los requerimientos de subsidios, ante la eliminación de la contribución de los usuarios del sector industrial.

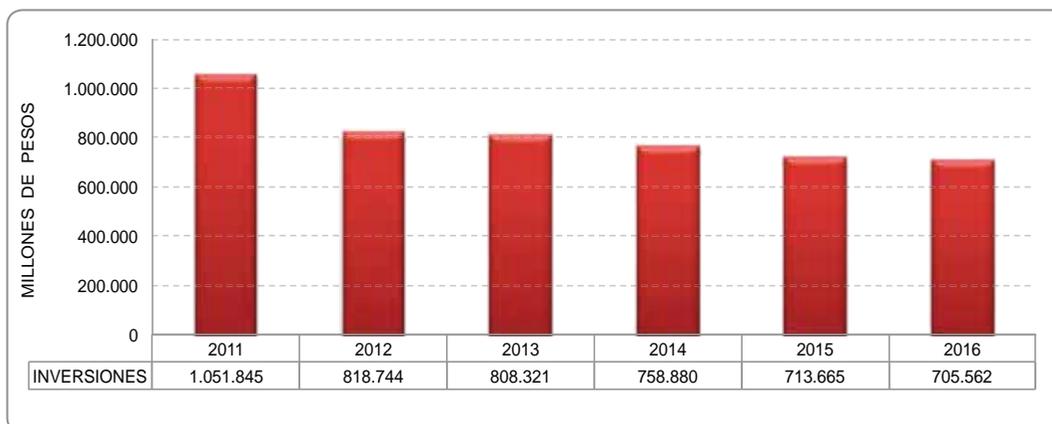
Fondos para la Expansión y Atención de Zonas Especiales

Desde el año 2001 al 2010, el sector eléctrico ha recaudado con destino a los cuatro Fondos de Expansión y Zonas Especiales, aproximadamente 2 billones de pesos: 678 mil millones para el FOES, 674 mil millones de pesos para el FAZNI y 537 mil millones de pesos para el FAER, de los cuales 178 mil millones de pesos se han destinado al PRONE.

Planes de Expansión

Las inversiones planeadas por las empresas en los próximos años son significativas, lo que indica el compromiso de los distribuidores de expandir el servicio y mejorar la calidad y confiabilidad, entre otros. En la gráfica siguiente, se muestran las inversiones programadas para ejecutar durante el período 2011-2016, del orden de los 4.8 billones de pesos, aproximadamente.

Gráfico 13. Inversiones Programadas 2011-2016



Fuente: Empresas

Evolución Regulatoria 2009-2010

Durante el período 2009-2010, la normatividad regulatoria del Mercado de Energía Mayorista estuvo relacionada principalmente con la adopción de medidas contingentes, para garantizar la continuidad en el suministro, ante la ocurrencia del Fenómeno del Niño y el Racionamiento Programado de Gas, factores que implicaron la compra y almacenamiento de la energía embalsada, la confidencialidad de la información y condiciones adicionales, para el respaldo de las plantas térmicas con combustibles, entre otras medidas.

En particular, respecto a la actividad de distribución, la CREG en desarrollo de la metodología de remuneración contenida en la Resolución CREG 097 de 2008, continuó aprobando para cada uno de los Operadores de Red, el costo anual por el uso de los activos del nivel de tensión 4 y los cargos máximos de los niveles de tensión 3, 2 y 1 en el Sistema de Transmisión Regional, STR, y en el Sistema de Distribución Local, SDL.

Igualmente, la CREG aprobó los ingresos regulados y los inventarios de activos a los Transmisores Nacionales, con base en la metodología definida en la Resolución CREG 011 de 2009. También se aprobaron para varios Operadores de Red, los índices de calidad del servicio en los Sistemas de Distribución Local, SDL, dando así inicio al esquema de calidad previsto en la Resolución CREG 097 de 2008.

De carácter transversal en la actividad de distribución, se publicó mediante la Resolución CREG 184 de 2010, la metodología para establecer los planes de reducción de pérdidas no técnicas en los Sistemas de Distribución Local.

Como consecuencia de los sucesos acaecidos en el Mercado Mayorista, se fijaron requisitos más rigurosos respecto a las garantías, retiro de agentes y promoción de la competencia. En virtud de ello, se expidieron las resoluciones CREG 013 y 038 de 2010, por medio de las cuales se modificaron algunas disposiciones en materia de garantías y establecieron medidas para la actualización del monto de las transacciones a garantizar y se anticipó el registro de fronteras comerciales por parte de los comercializadores, respectivamente. En el mismo sentido de las resoluciones anteriores, se expidieron las resoluciones CREG 039 y 040 de 2010, referentes a la limitación de suministro, por medio de las cuales se hizo más exigente los tiempos de interrupción. Con respecto al retiro de agentes, la CREG mediante las resoluciones 047 y 146 de 2010, estableció las reglas para hacer efectivo el retiro de agentes independientes.

En desarrollo de estos ajustes regulatorios, la CREG mediante la Resolución 143 de 2010, publicó para comentarios una propuesta de Reglamento de Comercialización y un esquema de ajuste a las garantías y mecanismos de cubrimientos para los propietarios de los STR's y SDL's, a través de las Resoluciones CREG 144 y 145, respectivamente.

Conclusiones

Del análisis presentado en este documento, se concluyen los siguientes aspectos, entre otros, que han delimitado la evolución y consolidación de las actividades de distribución y comercialización:

- Los distribuidores han respondido efectivamente al reto de expandir el sistema durante los últimos 12 años ante los requerimientos de una demanda creciente y un mayor número de clientes servidos, alcanzando una cobertura del 95,6%. Paralelamente, se han presentado mejoras en la calidad del servicio y en la reducción de pérdidas de energía.
- Las 24 empresas distribuidoras-comercializadoras analizadas, atendieron al 99% del total de usuarios nacionales del SIN, ubicados en 1041 municipios, quienes registraron un consumo del 79.6% respecto al consumo nacional. Durante este mismo periodo, la facturación de dichas empresas, ascendió a 10.2 billones de pesos, correspondientes a un 83.4% del total de la facturación del sector eléctrico, lo que significa una participación de estas actividades en el 2.0% en el PIB Nacional.

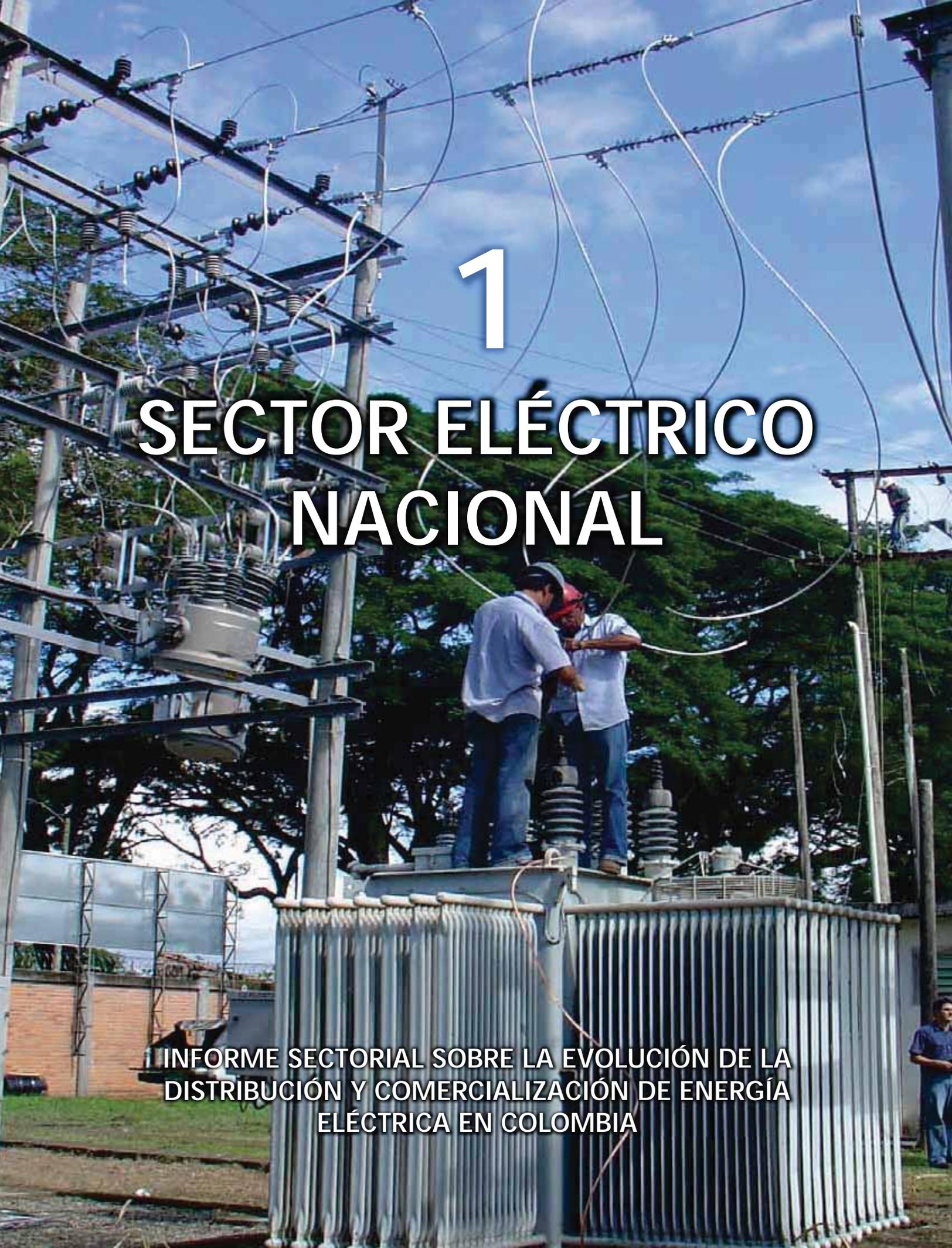
- Respecto a los aspectos técnicos, en términos de infraestructura, se han construido 445.135 km de red e instalado más de 438.000 transformadores en los niveles de tensión I, II, III y IV, a diciembre de 2010. Los recursos invertidos en el mantenimiento y reposición de esta infraestructura han permitido mejorar los indicadores de calidad y prestar un servicio con mayor confiabilidad.
- En términos financieros, a 31 de diciembre de 2010, las 24 empresas evaluadas cuentan con activos de 43.8 billones de pesos y un patrimonio del orden de 28.7 billones de pesos. Por su parte, los pasivos ascendieron a 15.2 billones de pesos.
- Si bien los índices de rentabilidad sobre activos y patrimonio han ascendido en los últimos años, se requiere garantizar la solidez y estabilidad de las empresas en el largo plazo. Los promedios de los niveles de rentabilidad son inferiores frente a actividades de riesgo comparable.
- Los indicadores de calidad correspondientes a la frecuencia, FES, y duración de las interrupciones, (DES), han mejorado ostensiblemente para el período comprendido entre 1998-2010. No obstante lo anterior, a partir del año 2011 entró en vigencia un nuevo esquema para incentivar las mejoras de calidad, el cual ha presentado algunas dificultades en su implementación, específicamente relacionados con el reporte, modificación, validación e información requerida para los cálculos de los índices de calidad y los incentivos y compensaciones que deben ser aplicados a los usuarios, por lo cual se requiere el soporte conjunto de la SSPD, la CREG y las empresas.
- Las pérdidas consolidadas del sistema de distribución en promedio se han reducido, alcanzando a diciembre de 2009 un 16,9%.
- La demora en el giro oportuno de subsidios y la no apropiación de la totalidad de los recursos que se ha presentado a partir del año 2008, afecta la suficiencia financiera de las empresas comercializadoras de energía, que actúan como recaudadores, a cambio de no incrementar tarifas. Esta situación podría incidir en el incumplimiento de las obligaciones de compra de energía de las empresas y en la limitación de suministro, poniendo en grave riesgo la sostenibilidad del sector eléctrico colombiano. Sin embargo, durante el 2011, el Gobierno realizó esfuerzos para normalizar el giro de los recursos de subsidios, aplicados por las empresas que resultan deficitarias en el esquema.
- En el PGN de 2012 se han apropiado unos recursos del orden de 1.5 billones para atender los requerimientos adicionales de subsidios de energía y gas, ante la eliminación de la contribución industrial.
- Sobre expansión, durante el año 2011 se plantearon las dificultades exógenas y endógenas que están ocasionando atrasos en la entrada de los proyectos de expansión en el STR, por lo cual los diferentes actores han presentado públicamente propuestas que contribuyan con la solución a la confiabilidad y seguridad del SIN. En ese sentido, la CREG publicó la propuesta regulatoria contenida en la Resolución CREG 198 de 2011 con procedimientos a seguir para la realización de la expansión en el STR mediante mecanismos de libre competencia como mecanismo de excepción.
- El tema de comercialización lleva muchos años sin definiciones, pese a la expedición del Decreto 387 de 2007. No obstante lo anterior, la CREG finalizando el año 2011 publicó la Resolución CREG 156 que contiene el Reglamento de Comercialización y se está a la expectativa de la publicación, durante el primer semestre del 2012, de la propuesta de metodología para la remuneración de la actividad de comercialización.

Perspectivas

En el corto plazo y mediano plazo, se tienen, entre otras, las siguientes perspectivas principales para las actividades de distribución y comercialización:

- Las empresas distribuidoras comercializadoras esperan para los próximos años continuar contribuyendo al desarrollo del sector eléctrico colombiano.

- En los próximos cinco años, las empresas distribuidoras-comercializadoras tienen previstas inversiones del orden de los 4,8 billones de pesos, los cuales redundarán en incrementos en cobertura, mejora de calidad del servicio y confiabilidad, entre otros.
- Se espera que en las Bases de la Metodología de Remuneración de Cargos de Distribución para el próximo periodo tarifario se establezcan señales que contribuyan con el fortalecimiento y consolidación de la actividad de distribución, considerando entre otros lo siguiente: una remuneración estable y razonable en el largo plazo de las inversiones en activos instalados por los Operadores de Red (activos en operación) y/o por instalar en expansión (expansión, cobertura, reposición, pérdidas, calidad del servicio y confiabilidad, entre otros); un esquema que incentive el uso eficiente de la electricidad por parte de los diferentes usuarios; la actualización de los sistemas de distribución y que se promueva un rol más activo de la demanda.
- Se requiere la expedición del reglamento de expansión de cobertura por parte de la UPME. Si bien es cierto se ha avanzado en la normatividad sobre el tema de expansión, ésta no ha sido tratada de manera integral (considerando los temas de cobertura, calidad, confiabilidad y seguridad del sistema, entre otros), pues se encuentra atomizada en múltiples decretos y normatividades y aún persisten vacíos sobre el tema de expansión en general que es necesario ajustar y/o complementar.
- Con el objeto de garantizar la ejecución y entrada oportuna de los proyectos requeridos en los Sistemas de Transmisión Nacional y Regional, se requiere solucionar de manera integral las dificultades existentes, exógenas y endógenas al sector eléctrico, en toda la cadena de ejecución de los proyectos (identificación, evaluación, aprobación, permisos, ejecución, etc), dificultades que de no resolverse de manera integral podrían conllevar a que los proyectos no entren en operación oportunamente y a soluciones que pueden resultar sub-óptimas para los sistemas, entre otros, poniendo en riesgo la confiabilidad y seguridad del Sistema Interconectado Nacional.
- Se espera reducción en las pérdidas de energía, toda vez que los OR's deben presentar en marzo de 2012, para aprobación de la CREG, los planes y senda de reducción de pérdidas en sus sistemas para los próximos 5 años, de acuerdo con la metodología establecida en la Resolución CREG 172 de 2011, previamente discutida en la propuesta regulatoria contenida en la Resolución CREG 184 de 2010.
- Respecto a la actividad de comercialización, las empresas en el 2012 deberán emprender acciones que les permitan adoptar las nuevas reglas establecidas en el Reglamento de Comercialización. Así mismo se requiere por parte de la CREG, la publicación de la metodología para la remuneración de la actividad de comercialización y la revisión de los requisitos para participar en el mercado de comercialización, entre otros aspectos.
- Para la definición del marco regulatorio de la actividad de comercialización minorista, se espera que la CREG inicie el proceso de debate técnico que de lugar a la expedición de la metodología, y se corrijan, entre otras, las asimetrías originadas por la variabilización del cargo de comercialización y se establezcan las condiciones para garantizar la universalización del servicio domiciliario de electricidad.
- En materia de subsidios y contribuciones, a raíz de la eliminación de la contribución a los usuarios industriales y considerando las demoras en el giro de subsidios, se deberán considerar unos requerimientos mensuales para las empresas adicionales de subsidios del orden de 100 mil millones de pesos del PGN. Bajo este contexto, es imperativo simplificar los trámites para un giro oportuno de los subsidios y/o reconocer el costo financiero de los mismos en el cargo de comercialización. No obstante, deben de tomarse medidas de largo plazo que contribuyan a la sostenibilidad del esquema de subsidios.
- Evaluar propuestas que contribuyan a un esquema de transacciones eficientes de energía y formación de precios en el Mercado Mayorista de Energía. Independientemente del esquema a adoptarse, ya sea el Mercado Organizado Regulado u Otro, deberá propenderse porque éste asegure el suministro y cobertura de los precios de energía, mediante un mecanismo transparente y competitivo, permitiéndole al usuario obtener las eficiencias de precios esperadas.

The background image shows an electrical substation. In the foreground, there is a large, cylindrical transformer with many vertical cooling fins. Two workers in light blue shirts and dark pants are standing on top of the transformer, working on the equipment. Above them, there are several high-voltage electrical lines supported by metal structures. The sky is blue with some clouds. The overall scene is an outdoor industrial setting.

1

SECTOR ELÉCTRICO NACIONAL

INFORME SECTORIAL SOBRE LA EVOLUCIÓN DE LA
DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA
ELÉCTRICA EN COLOMBIA

1. Evolución del Sector Eléctrico Nacional

Con la expedición de las leyes 142 y 143 de 1994, el sector eléctrico nacional ha vivido cambios trascendentales encaminados a fomentar la competencia en el mercado, tales como la desintegración vertical y la separación de actividades. De igual forma, se ha pasado de un Estado en el ejercicio de sus funciones como ente regulador, planeador y de control, a uno centrado en la fijación de lineamientos de política y la delegación de las responsabilidades anteriormente citadas a la CREG, UPME y SSPD. También es de resaltar, la inclusión de agentes e inversiones privadas en las empresas estatales y nuevos proyectos de infraestructura.

Asimismo, todos estos factores han estimulado un gran dinamismo en el sector, convirtiéndolo en uno de los referentes institucionales y regulatorios para otros servicios públicos e infraestructura, así como uno de los ejes de la locomotora que el Gobierno Nacional ha definido en el Plan Nacional de Desarrollo 2011-2014.

En la tabla siguiente, se presentan los aspectos de mayor relevancia durante el periodo comprendido entre los años 1998-2010, los cuales han dibujado la transformación, evolución y consolidación del sector eléctrico a nivel institucional, regulatorio y empresarial:

Tabla 1.1. Hechos Relevantes del Sector de Energía Eléctrica 1998-2010

AÑO	PRINCIPALES SUCESOS 1998-2010
1998	Se capitalizan los activos de las ocho electrificadoras de la Costa Atlántica en ELECTRICARIBE y ELECTRO-COSTA, empresas cuyo control (65%) fue adquirido por el Consorcio Houston Industrias-Electricidad de Caracas por 1.4 Billones de Pesos.
	Se escinden los activos de transmisión de CORELCA y se crea TRANSELCA, que fue adquirida en un 65% por ISA.
	La CREG establece la normatividad de distribución (Resolución CREG 070 de 1998).
1999	Se crean las agremiaciones sectoriales: ASOCODIS, ACOLGEN y ACCE.
	Se crea el Instituto de Planeación de Soluciones Energéticas- IPSE, a partir de la transformación del ICEL.
	La crisis económica impacta al sector eléctrico
2000	Se crea el Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de Zonas No interconectadas- FAZNI, mediante la Ley 633 del 2000.
2001	Condiciones críticas para el sector eléctrico debido a los continuos atentados terroristas
2002	Se crea el Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de Zonas Rurales Interconectadas -FAER, mediante la Ley 788 de 2002.
	Expedición de la Resolución CREG 082 de 2002 mediante el cual se fijó la metodología de remuneración de distribución y los cargos por uso (Segundo Período Tarifario)
2003	Entra en operación el esquema de Transacciones Internacionales de Electricidad (TIE) de corto plazo con Ecuador.
	Se expide mediante la Ley del Plan de Desarrollo 812 de 2003, un nuevo esquema diferencial de prestación del servicio para las Zonas de Difícil Gestión (ZDG) y Barrios Subnormales (BS) y se estableció que del total de los recursos del FAER, el 20% se destinaría al programa de Normalización de Redes Eléctricas (PRONE).
	Creación y adjudicación de DISPAC. El Gobierno Nacional entregó la gestión operativa y comercial de los activos de DISPAC que presta el servicio en el Departamento del Chocó a un gestor.
	Inicio operación de Enertolima el 13 de Agosto de 2003
2004	Proceso de Enajenación de EDEQ y CHEC, control adquirido por EPM
	Se constituye la compañía Expertos en Mercados S.A. E.S.P.- XM

Continúa

Tabla 1.1. Hechos Relevantes del Sector de Energía Eléctrica 1998-2010 (II)

AÑO	PRINCIPALES SUCESOS 1998-2010
2005	Se constituye Gestión Energética SA, GENSA, empresa del orden nacional que asumió la operación de las centrales de generación térmicas de Paipa, que eran operadas y administradas por la Empresa de Energía de Boyacá.
2006	- Se pasa del esquema de Cargo por Capacidad al de Cargo por Confiabilidad, para garantizar la disponibilidad de recursos destinados a abastecer la demanda de energía en condiciones de escasez y asegurar la expansión de generación del sistema. El nuevo esquema contiene la componente de las Obligaciones de Energía Firme, OEF, que corresponden a un compromiso de los generadores, respaldado por activos de generación capaces de producir energía firme durante condiciones críticas de abastecimiento. Venta de Enertolima S.A. E.S.P. el 4 de mayo de 2006, empresa que adquirió los activos de ELECTROLIMA.
2007	EPSA adquiere la Central Hidroeléctrica Prado Expedición Decreto 387 de 2007 “Por medio del cual se establecen las políticas generales en relación con la actividad de comercialización del servicio de energía eléctrica y se dictan otras disposiciones” Expedición Decreto 388 de 2007 “Por el cual se establecen las políticas y directrices relacionadas con el aseguramiento de la cobertura del servicio de electricidad, que debe seguir la Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG, al fijar la metodología de remuneración a través de Cargos por Uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional.” Expedición de la Resolución CREG 119 de 2007 por medio de la cual se aprueba la fórmula para el Costo Unitario de Prestación del Servicio.
2008	Se realiza la primera subasta de obligaciones de energía en firme. Se presentaron 9 proyectos que brindarán una capacidad adicional al sistema eléctrico de 3.420 MW del 2011-2018. Expedición de la metodología de remuneración de los cargos por uso de distribución (Resolución CREG 097 de 2008).
2009	Crisis Financiera Mundial Fenómeno del Niño Programa de racionamiento de gas
2010	Fenómeno de la Niña Se crea el gremio de generadores térmicos ANDEG Actualización de los cargos de distribución asociado al reconocimiento de los gastos AOM. Inicio esquema de calidad para algunos Operadores de Red.

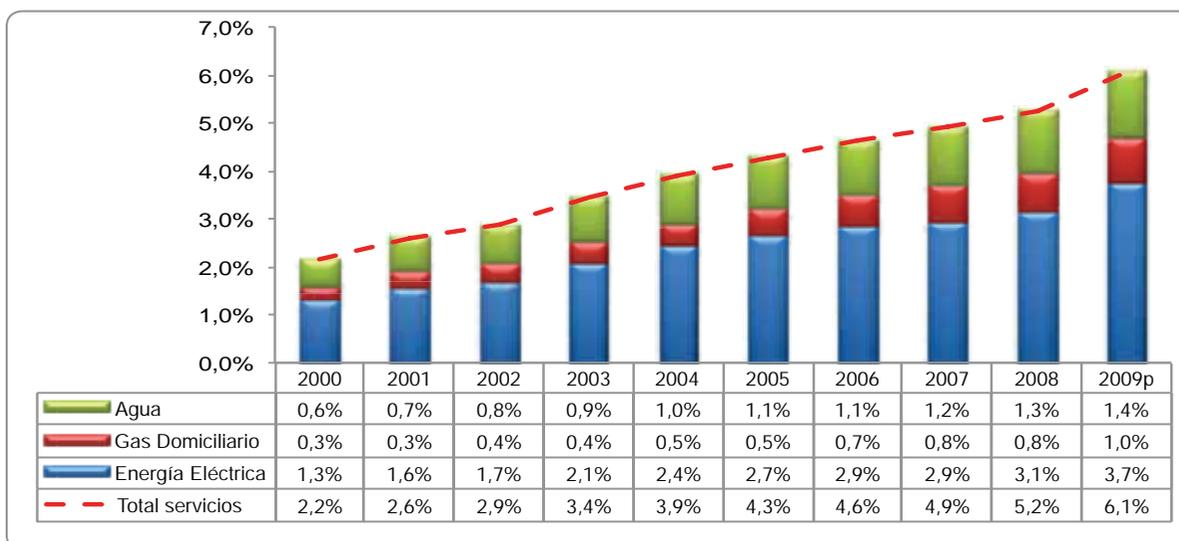
Fuente: Boletín Estadístico de Minas y Energía 1999 - 2010, UPME

1.1. Sector Eléctrico y Economía

En la última década, los Servicios Públicos y particularmente el sector energético, ha incrementado su participación en el Producto Interno Bruto, PIB, constituyéndose hoy día en uno de los ejes de las locomotoras que ha definido el Gobierno Nacional en la Ley 1450/2011, del Plan Nacional de Desarrollo, para el fortalecimiento y crecimiento de la economía, generación de empleo y reducción de la pobreza.

En el siguiente gráfico, se ilustra la participación del conjunto de los servicios públicos de agua, gas domiciliario y energía eléctrica en el PIB:

Gráfico 1-1. Evolución de la Participación de los Servicios Públicos en el PIB Total 2000-2009 (p)

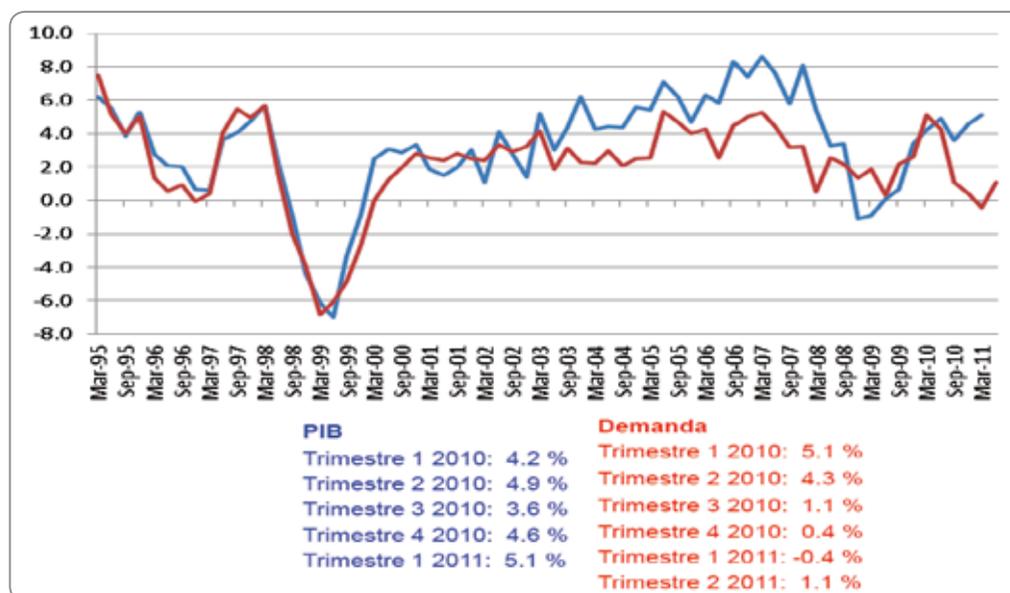


Fuente: DANE – Cuentas Nacionales

Como se observa, la participación de estos servicios públicos incrementó su participación del 2,2% en el 2000 a 6,1% en el 2009. Particularmente, se destaca la participación del sector de energía eléctrica respecto a los demás sectores, aumentándose en casi tres veces su participación en el PIB del 1,3% en el 2000 a 3,7% en 2009.

En concordancia con el desempeño económico, el comportamiento de la demanda de energía eléctrica se encuentra estrechamente relacionado con esta variable, lo cual reafirma la importancia de la electricidad como insumo productivo. En la siguiente gráfica, se observa la relación entre la variación anual del PIB y de la demanda de energía eléctrica para el período 1998-2011:

Gráfico 1-2. Comportamiento Trimestral del PIB y la Demanda de Energía



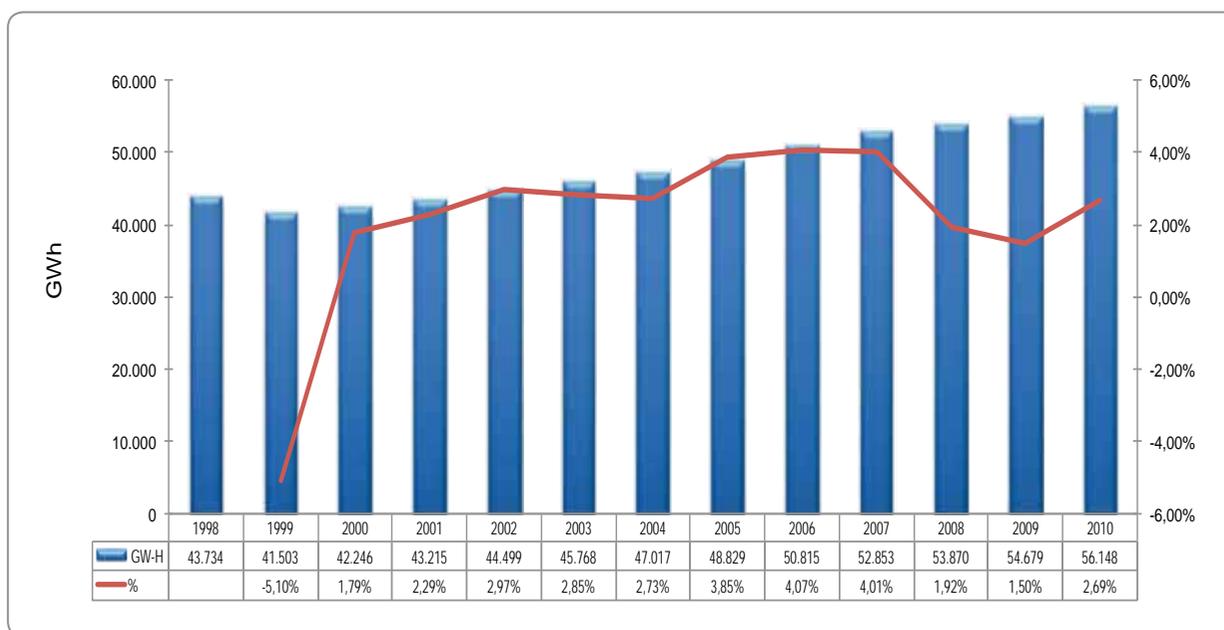
Fuente: Gráfica tomada de XM

Desde los inicios del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica (1995), se observa una alta correlación entre ambas variables hasta el primer trimestre de 2003. Posteriormente, una dispersión de éstas hasta el 2008. Sin embargo, a partir del año 2009 se vuelve a presentar este estrecho vínculo entre el PIB y la demanda de energía eléctrica y luego una dispersión de estas variables en el 2010, que se profundiza a inicios del 2011.

1.2. Demanda Nacional

En términos de la demanda de energía eléctrica, la siguiente gráfica muestra su evolución para el periodo 1998-2010, incluyendo las pérdidas tanto del SDL como del STR y excluyendo las del STN, así como las respectivas tasas de crecimiento promedio anual.

Gráfico 1-3. Demanda Anual de Energía y Tasas de Crecimiento (1998-2010)



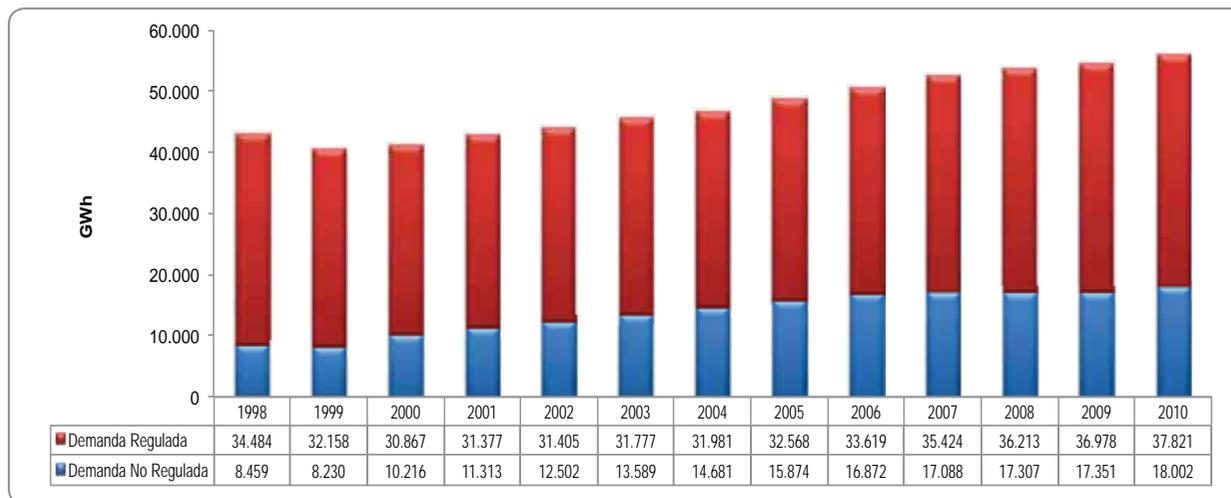
Fuente: XM

Se evidencia que con excepción de la tasa de crecimiento negativa que se presentó en 1999, las tasas de crecimiento de los últimos años han sido positivas y estables. Durante el periodo de análisis, se registró una tasa de crecimiento promedio anual del 2,10%, a partir de 1998 y una tasa acumulada del 28,38%.

En relación al año 2010, la demanda del país ascendió a 56.148 GWh, registrando un crecimiento del 2,69%, respecto al año inmediatamente anterior. Igualmente, se registró un crecimiento del 1,50%, entre la demanda anual del año 2008, que fue del orden de 53.870 GWh y la del año 2009 que correspondió a 54.679 GWh.

En lo que respecta al comportamiento de la Demanda Regulada y No Regulada, durante el período 1998-2010, se presenta en la siguiente gráfica dicha evolución:

Gráfico 1-4. Evolución de la Demanda Regulada y No Regulada (1998-2010)

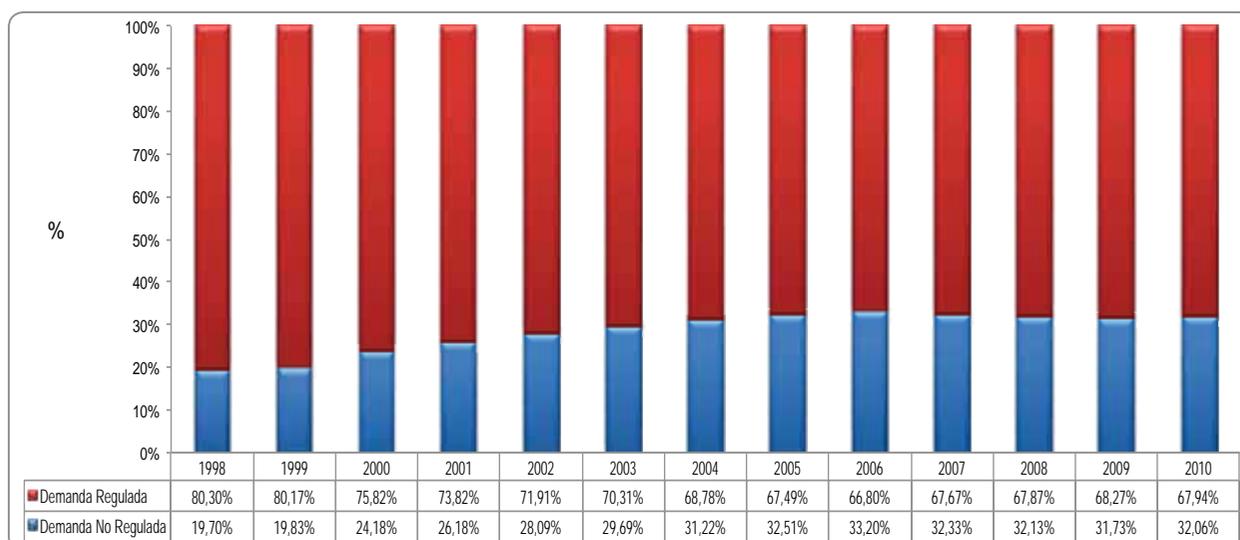


Fuente: XM

Como se observa, la Demanda No Regulada ha crecido a tasas mayores que la regulada. Lo anterior, se reafirma al observar la participación porcentual de la Demanda Regulada y No Regulada en el total, incrementándose la participación de la Demanda No Regulada en la última década, al pasar de 19,7% en 1998 a 32,1% en 2010. Sin embargo, esta participación ha sido muy estable desde el año 2005, en el que alcanzó el 32,5%. En promedio, la participación de la Demanda No Regulada en el período ha sido del 29%.

En el siguiente gráfico, se indica la participación porcentual de la Demanda Regulada y No Regulada:

Gráfico 1-5. Participación de la Demanda Regulada y No Regulada en la Demanda Total Nacional



Fuente: XM

Se observa que mientras la Demanda No Regulada¹⁰ creció a una tasa promedio anual de 6,5%, la regulada lo hizo a una tasa de 0,77%, para el período 1998-2010.

¹⁰ Antes del año 2001, las condiciones para ser Usuarios No Regulados eran diferentes.

Demanda de Energía por Mercado Regulado y No Regulado

En la siguiente tabla, se muestra el comportamiento de la demanda de energía del mercado regulado y no regulado, durante el período 2008-2010, en términos de la participación en cada una de las siguientes actividades económicas según su consumo, en el total de la Demanda No Regulada.

Tabla 1.2. Comportamiento de la Demanda Regulada y No Regulada (GWh)

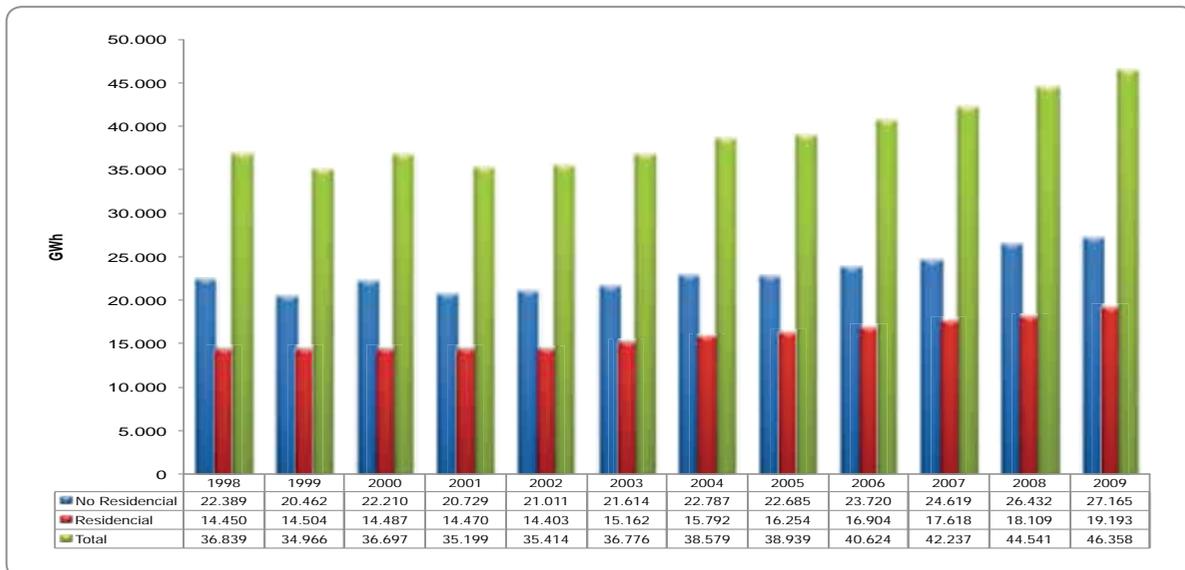
MERCADO	2008	2009	2010	Participación 2010
Regulado	36.213	36.977	37.821	67,9%
No Regulado	17.307	17.351	18.002	32,1%
Ind. Manufacturera	8.130	7.523	7.724	43,0%
Minas y Cantera	3.183	3.347	3.635	19,0%
Servicios Sociales	2.292	2.426	2.464	14,0%
Comercio, hoteles	1.342	1.403	1.452	8,0%
Electricidad, gas y agua	1.034	1.220	1.282	7,0%
Transporte	494	533	559	3,0%
Agropecuario	424	456	448	3,0%
Financieros	348	379	392	2,0%
Construcción	61	66	47	0,4%

Fuente: XM

1.3. Consumo de Energía Eléctrica Nacional

El Consumo Total, definido como la energía facturada por las empresas comercializadoras, para el período 1998 - 2009¹¹, se muestra en la gráfica a continuación:

Gráfico 1-6. Evolución del Consumo de Energía Eléctrica Total Nacional 1998-2009

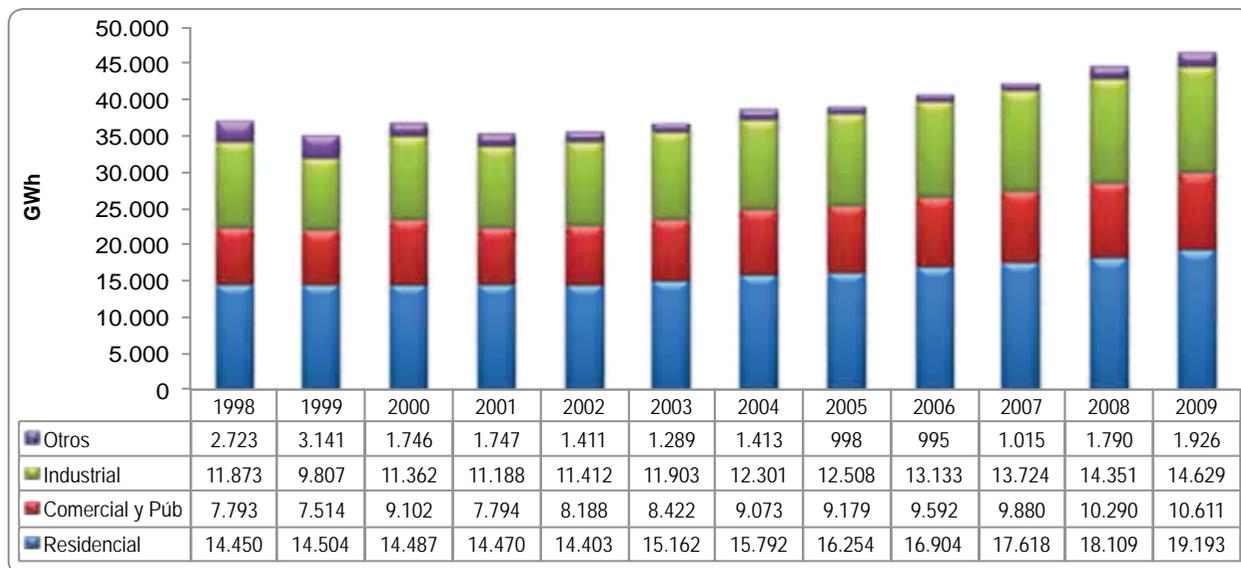


Fuente: UPME, SUI

¹¹La cifra de consumo para el año 2010 aún no se encuentra consolidada en el SUI.

Durante el periodo comprendido entre 1998 y 2009, el Consumo Residencial tuvo un crecimiento del 32,01%, a una tasa promedio anual de 2,55% y el Consumo No Residencial registró un crecimiento del 21,85%, a una tasa promedio anual de 1,81%, para este mismo lapso. Específicamente para el año 2009, el Consumo Residencial representó el 41,14% del Consumo Total y el No Residencial el 58,86%. El Consumo total en el año 2009¹² fue de 46.358 GWh. El Consumo Total Nacional creció en el periodo un 25,84%, a un promedio anual de 2,1%. La distribución del consumo por sectores, se muestra a continuación:

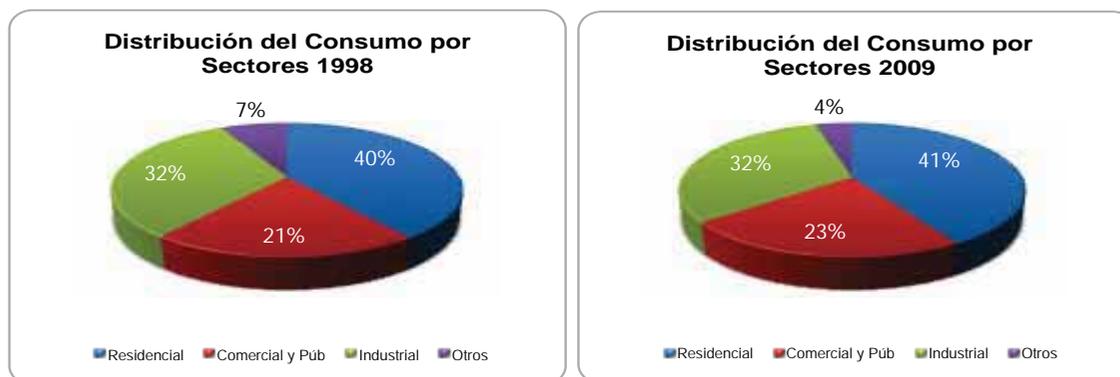
Gráfico 1-7. Evolución del Consumo por Sectores 1998-2009



Fuente: UPME, SUI

El consumo del sector comercial y público creció durante el periodo analizado en un 42,96%, a una tasa promedio anual de 3,3%. Por otra parte, el sector industrial creció 19,64%, a una tasa promedio anual de 1,64%. La distribución del consumo de los diferentes sectores en los años 1998 y 2009, se muestra en la siguiente gráfica:

Gráfico 1-8. Distribución del Consumo Total por Sectores 1998 y 2009



Fuente: UPME, SUI

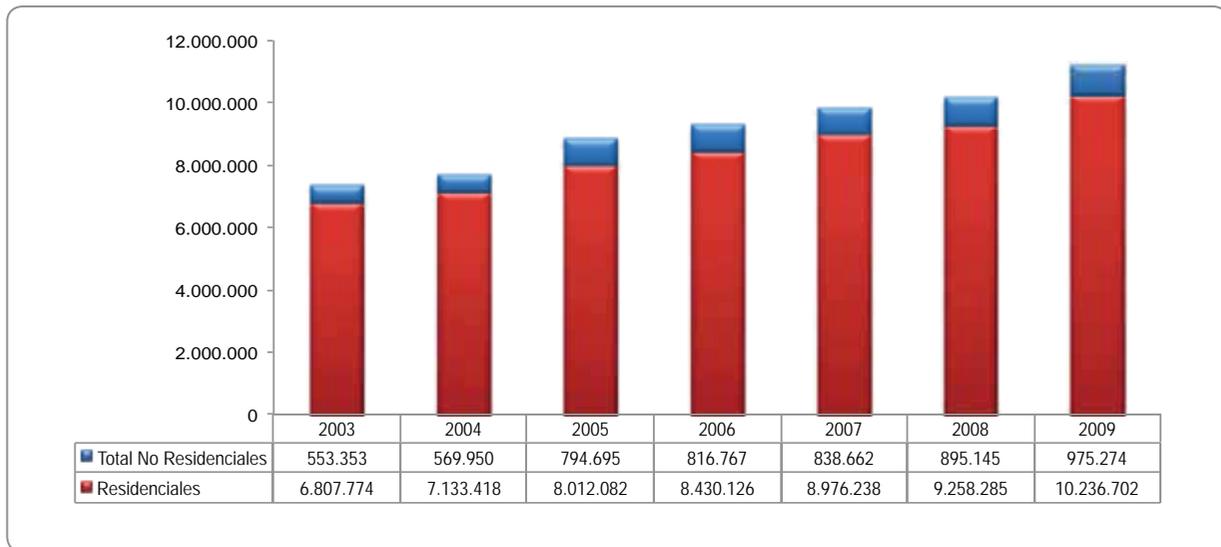
¹²Para el año 2010 no se encuentra consolidado el Consumo nacional en el SUI

Al analizar comparativamente la participación de los diferentes sectores en el consumo total de los años 1998 y 2009, se observa un leve incremento en las participaciones de los sectores residencial, comercial y público para este último año.

1.4. Usuarios SIN

El número total de usuarios del Sistema Interconectado Nacional a diciembre de 2009¹³, fue de 11.211.976, de los cuales 10.236.702 (91,3%) son residenciales y 975.274 (8,7%) usuarios no residenciales, como se indica en la siguiente gráfica:

Gráfico 1-9. Evolución Nacional del Número Total de Usuarios 2003-2009



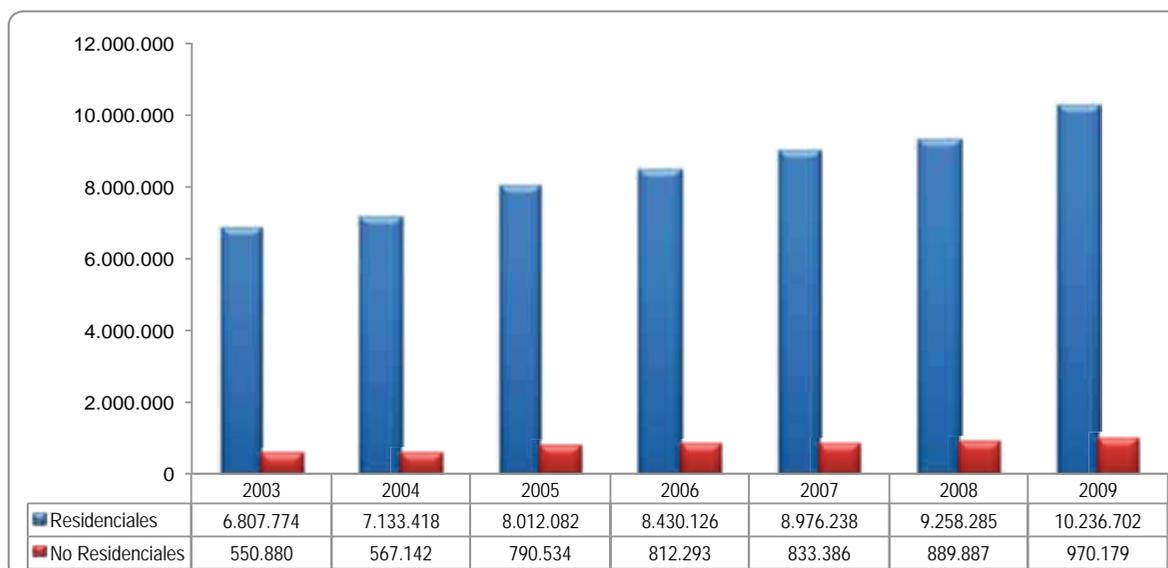
Fuente: Empresas, SUI

Durante el período comprendido entre 2003 y 2009, el número total de usuarios pasó de 7.361.127 a 11.211.976, con un crecimiento del 52,31% y a una tasa promedio anual de 7,26%. Particularmente, los usuarios residenciales crecieron en un 50,37%, a una tasa promedio anual de 7,03%, mientras que los usuarios no residenciales crecieron un 76,24% y a una tasa promedio anual de 9,90%.

La evolución de los Usuarios Regulados Residenciales y No Residenciales, en el período 2003 a 2009, se muestra en la siguiente gráfica:

¹³El Número de usuarios consolidado nacional para el año 2010 no se encuentra disponible en el SUI.

Gráfico 1-10. Evolución del Número de Usuarios Regulados 2003-2009

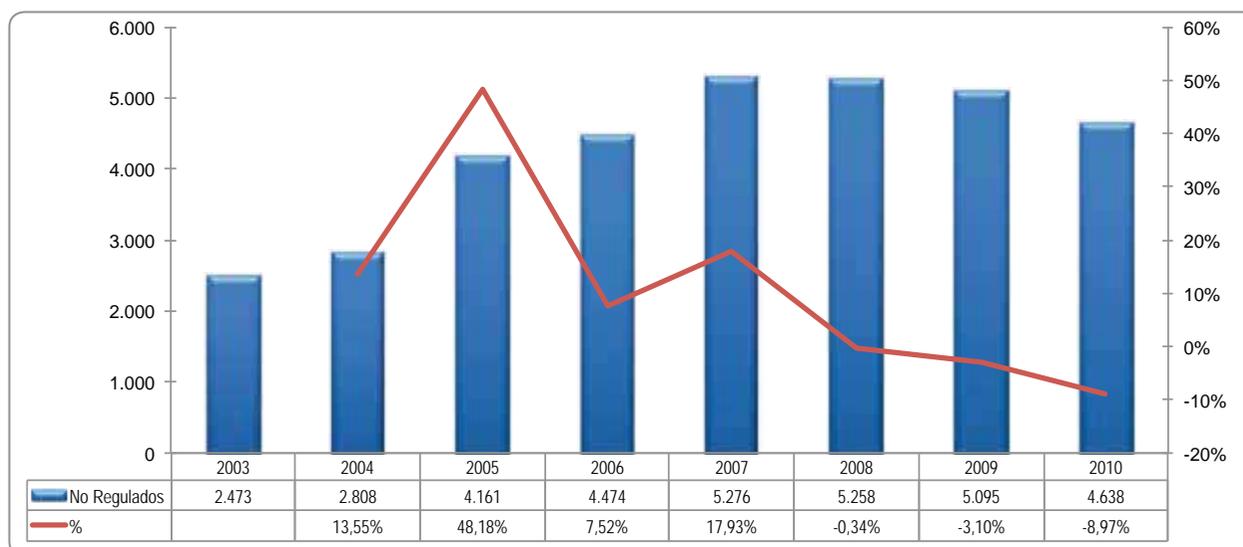


Fuente: SUJ, XM

El total de los usuarios regulados creció en un 52,30%, durante el periodo comprendido entre 2003 y 2009, a una tasa promedio anual de 7,26%. Los Usuarios No Residenciales Regulados representaron en el 2003, el 7,49%, del total de usuarios regulados del país, mientras que en el 2009 representaron el 8,65%.

En cuanto al número de Usuarios No Regulados del Mercado Mayorista, en los últimos tres años se han presentado tasas de crecimiento negativas. Mientras que en el 2007 los Usuarios No Regulados eran de 5.276, en el 2008 descendieron a 5.258 usuarios y en el 2010 a 4.638 usuarios.

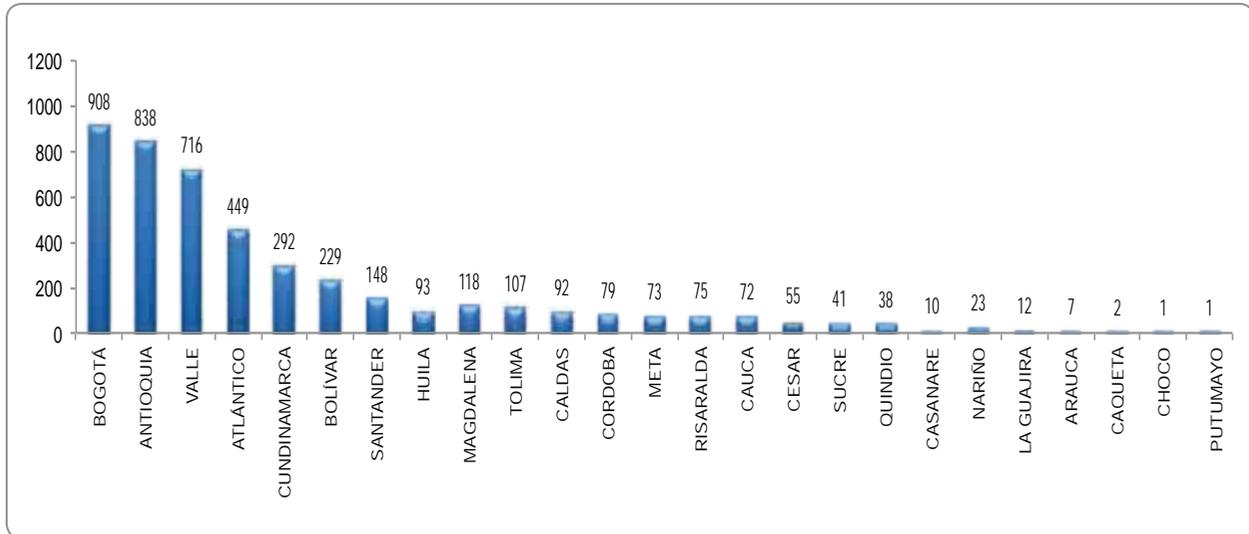
Gráfico 1-11. Evolución del Número de Usuarios No Regulados 2003-2010



Fuente: CREG, XM

La distribución de los Usuarios No Regulados por Departamento a diciembre de 2010 es la siguiente:

Gráfico 1-12. Usuarios No Regulados por Departamento (Diciembre de 2010)

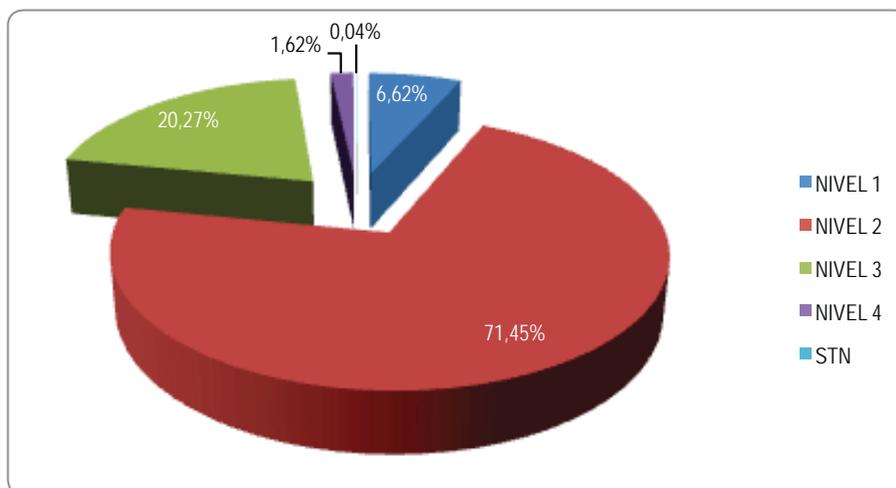


Fuente: XM

La mayor concentración de Usuarios No Regulados se encuentra en los departamentos y ciudades de mayor grado de industrialización: Bogotá, Antioquia y Valle, donde se concentran más de la mitad (53,08%) del total de Usuarios No Regulados del país.

La distribución de Usuarios No Regulados por niveles de tensión en diciembre de 2010 es la siguiente:

Gráfico 1-13. Participación de Usuarios No Regulados por Nivel de Tensión (Diciembre de 2010)

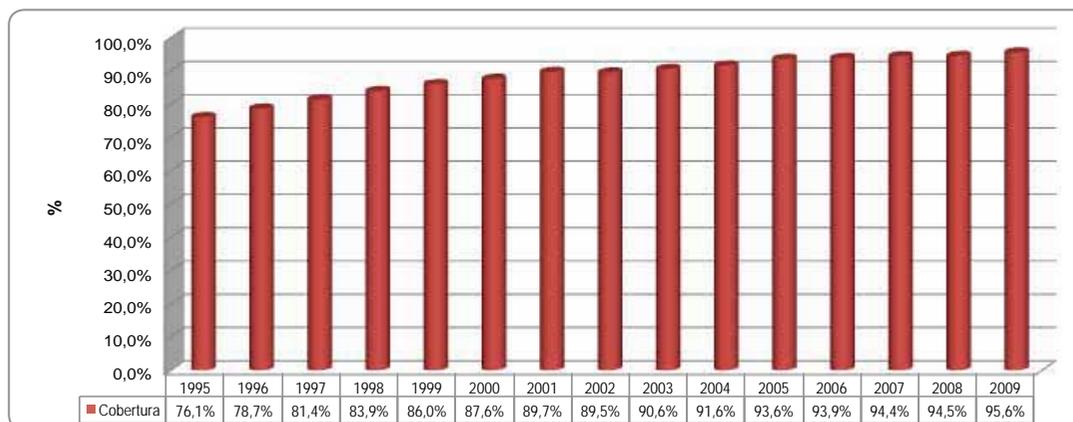


Fuente: XM

1.5. Cobertura Nacional

La cobertura de energía eléctrica en Colombia, medida como el porcentaje de hogares con servicio de energía eléctrica, ha alcanzado niveles importantes. Esta ascendió de 94,4%, en el 2008 a 95,6%, en el 2009, como se muestra en la siguiente gráfica:

Gráfico 1-14 Cobertura de Energía Eléctrica 1995-2009



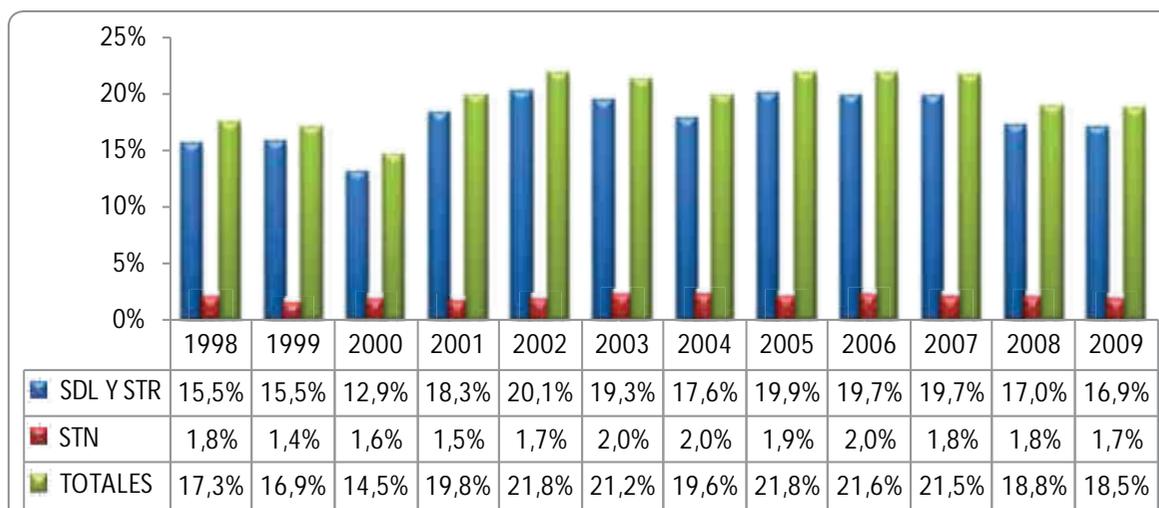
Fuente: DANE y UPME (2008 y 2009)

En el período 1998-2009, la cobertura pasó del 83,9% al 95,6%, habiéndose alcanzado una posición alta en el contexto latinoamericano.

1.6. Pérdidas del Sistema

Las Pérdidas Totales del Sistema en el período comprendido entre 1998 y 2009 han fluctuado entre un 14,5% y un 21,8%. Aunque para el período analizado las Pérdidas Totales no presentan una tendencia marcada a la baja, en los últimos dos años éstas han disminuido 3 puntos porcentuales, pasando de 21,5% en el 2007 a 18,5% en el 2009. En el siguiente gráfico se muestra la evolución de las pérdidas totales del sistema:

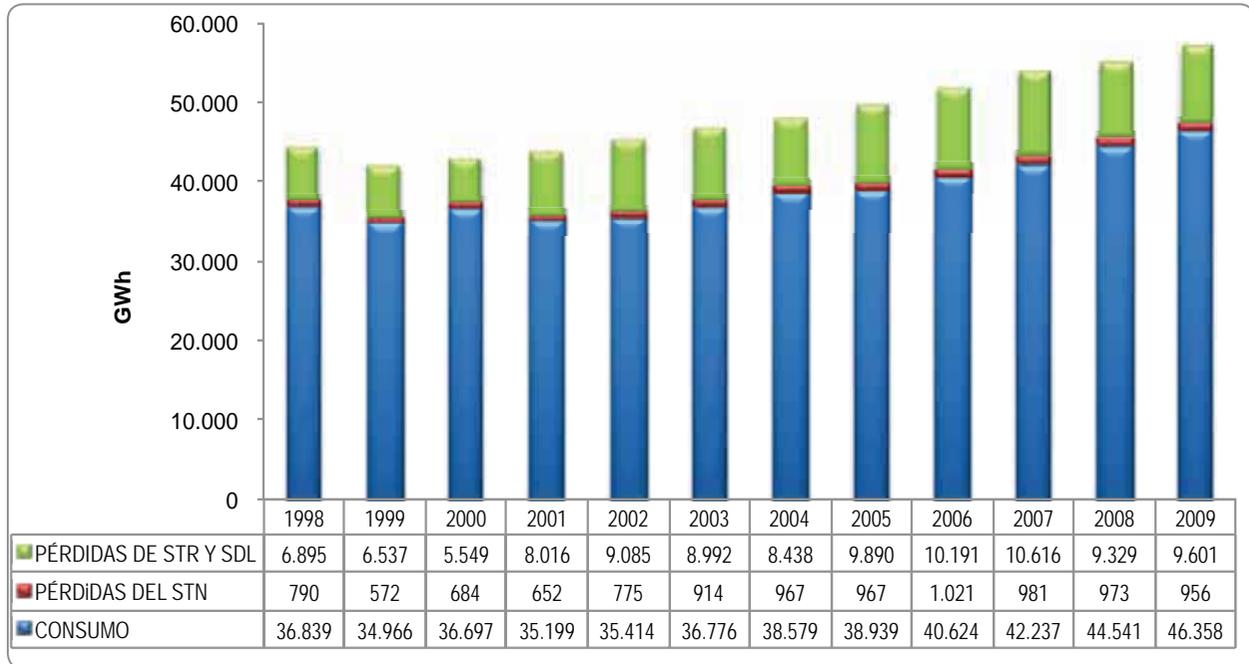
Gráfico 1-15. Evolución de las Pérdidas del Sistema Eléctrico Colombiano 1998-2009



Fuente: UPME, XM

La comparación de las pérdidas frente al consumo total del país se muestra en el siguiente gráfico:

Gráfico 1-16 Evolución del Consumo y las Pérdidas del Sistema 1998-2009



Fuente: UPME, SUI, XM

1.7. Agentes

En el siguiente cuadro, se muestra el número de agentes registrados en el mercado y el número de agentes activos a diciembre 31 de 2010:

Tabla 1.3. Número de Agentes Registrados y Activos por Actividad (Diciembre 2010)

ACTIVIDAD	REGISTRADOS	ACTIVOS
Generadores	48	41
Transmisores	11	9
Distribuidores	30	29
Comercializadores	85	69

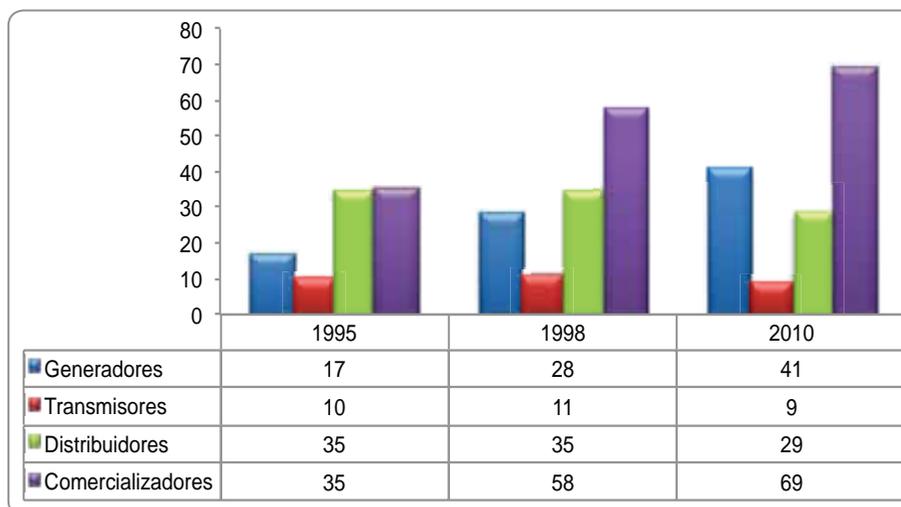
Fuente: XM

A diciembre 31 de 2010, se encontraban activos 41 generadores y 69 comercializadores de energía eléctrica. Respecto al número de agentes transmisores, la cantidad de éstos se ha mantenido estable durante los últimos años.

En relación a la actividad de Distribución, se encuentran 29 operadores de red activos en el mercado, los cuales desarrollan complementariamente la actividad de comercialización de energía eléctrica en el

mercado minorista. La evolución del número de agentes activos desde el inicio del mercado a la fecha, se presenta en el gráfico a continuación:

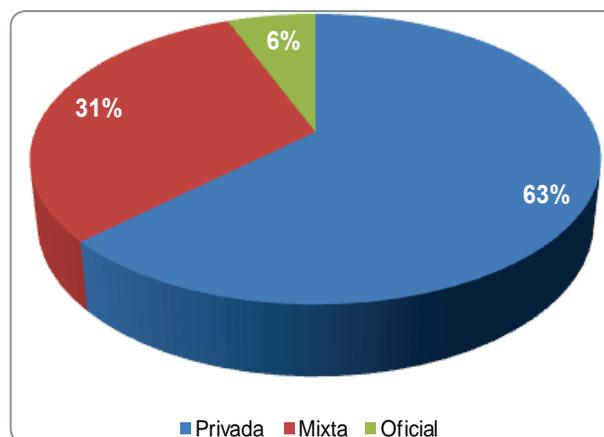
Gráfico 1-17. Evolución del Número de Agentes del Mercado



Fuente: GRISEC, XM

En términos de la propiedad¹⁴ del capital de las empresas en el SIN, a diciembre de 2009, el 31% de las empresas se clasifican como mixtas; un 63%, privadas y un 6%, oficiales. La siguiente gráfica muestra la composición de capital de las empresas:

Gráfico 1-18. Composición de la Propiedad de Empresas del Sector Eléctrico- SIN 2009



Fuente: SUI- SSPD (Informe Sectorial Energía, Gas y GLP 2010)

¹⁴Según las características del patrimonio o del capital suscrito reportado al SUI

1.8. Generación

La Capacidad Efectiva Neta de Generación del Sistema Interconectado Nacional, creció un 18% entre finales de 1998 y 2010, mientras que la demanda máxima de potencia lo hizo en el mismo período en un 19%, manteniéndose el margen de reserva para los años 1998 y 2010, respectivamente en un 38%. A continuación, se muestra la evolución de la capacidad instalada y del margen de reserva:

Gráfico 1-19. Capacidad Efectiva Neta y Margen de Reserva 1998-2010

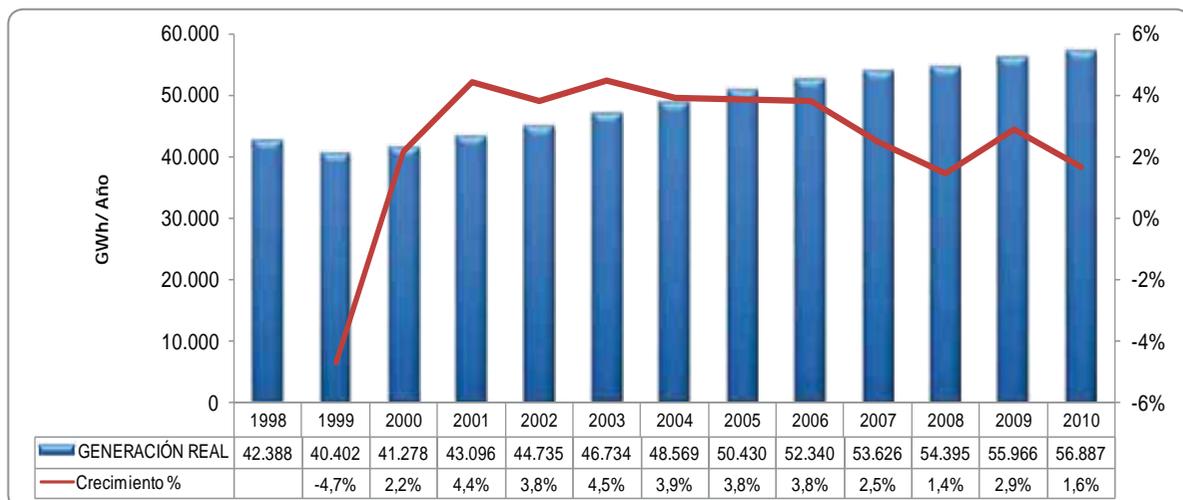


Fuente: XM – Neón

A diciembre 31 de 2010, la capacidad instalada neta ascendió a 14.423 MW, lo cual significa que en el período 1998-2010 se ha incrementado la capacidad en 2.296 MW.

Respecto a la generación total del sistema, ésta ascendió en el año 2010 a 56.887 GWh- año, presentándose un incremento respecto al año inmediatamente anterior del orden del 1,6%.

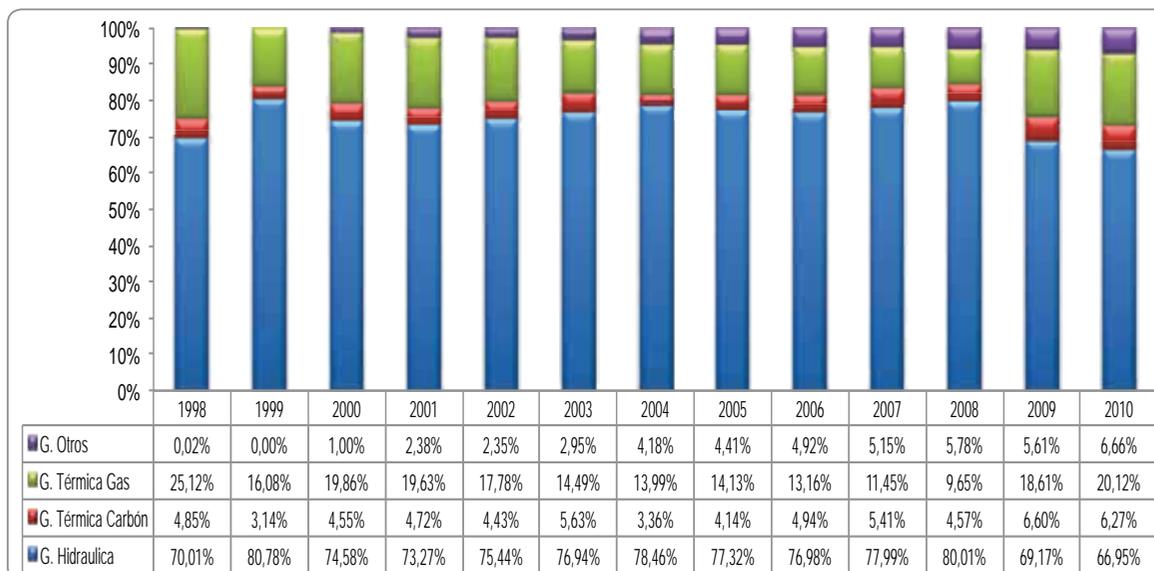
Gráfico 1-20. Generación Real Total 1998-2010



Fuente: XM

La composición de la Generación real según tipo de tecnología de producción, se muestra a continuación:

Gráfico 1-21. Distribución de la Generación Real por Tipo de Tecnología 1998-2010



Fuente: XM

Como se muestra en la anterior gráfica, durante los años 2009 y 2010 el porcentaje de participación de la Generación Hidráulica en el total descendió significativamente respecto al 2008, ante la ocurrencia del Fenómeno del Pacífico y unos mayores requerimientos de la Generación Térmica, para garantizar la confiabilidad del sistema.

En términos de propiedad, para el 2010, las empresas generadoras tenían la siguiente composición de capital:

Tabla 1.4. Composición de la Propiedad de los Generadores

PROPIEDAD	GENERADORES	
	% NÚMERO	% CAPACIDAD
PRIVADO	70,8%	56,4%
PÚBLICO	16,7%	26,1%
MIXTO	12,5%	17,5%

Fuente: ACOGEN

Por otra parte y en relación a las subastas llevadas a cabo entre mayo y junio de 2008, los generadores se comprometieron a instalar 3.420 MW entre el 2012 y el 2018, lo cual corresponde a un 25% adicional del total de la capacidad instalada del país y a una ENFICC aproximada de 19.3 TWh. Las inversiones asociadas a estos nuevos proyectos de generación ascienden aproximadamente a USD \$ 5.806 millones, como se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 1.5. Proyectos de Expansión Generación

EXPANSION DE LA GENERACION		US MM	CAPACIDAD EN MW	CAPACIDAD EFECTIVA NETA (MW)					ENFICC
				HIDRÁULICA	GAS	CARBÓN	COMBUS LÍQUIDO	EOLICA	
GECELCA S.A. ESP - Gezelca III	nov-12	ND	150			150			1.117
ISAGÉN S.A. ESP - Amoyá	nov-12	196	78	78					214
POLIOBRAS S.A. ESP - Termocol	nov-12	ND	202				200		1.678
ITUANGO S.A. ESP - Hidroituango	nov-18	2.298	1.200	1.200					8.563
ISAGÉN S.A. ESP - Hidrosogamoso	nov-14	1.527	800	800					3.791
EMGESA S.A. ESP - El Quimbo	nov-14	690	395	396					1.750
EPM ESP - Porce IV	nov-15	811	400	400					1.923
EPSA-GENSA Promotora Miel II	nov-14	193	135	135					184
EPSA S.A. ESP - Cucuana	nov-14	91	60	60					50
TOTAL EXPANSION		5.806	3.420	3.069		150	200		19.270

Fuente: ACOLGEN

1.9. Transmisión

A diciembre de 2010, el Sistema de Transmisión Nacional tenía un total de 14.300 Kms de red de alta tensión, distribuida de la siguiente manera:

Tabla 1.6. Longitud del Sistema de Transmisión Nacional

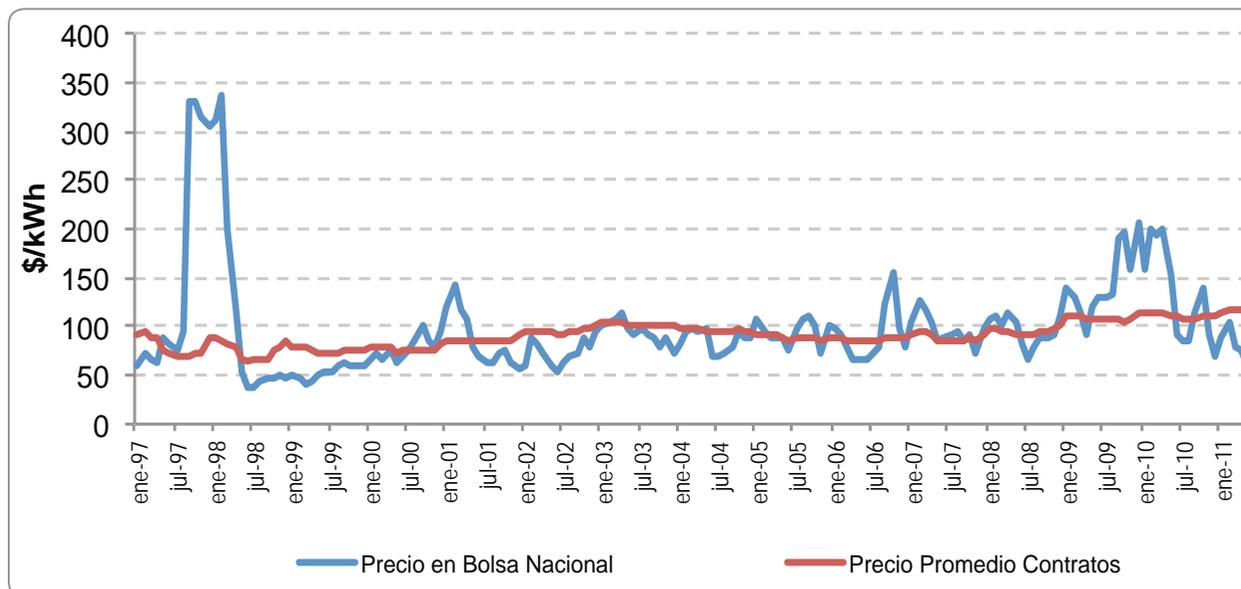
TENSIÓN (KV)	LONGITUD (KM)	"PORCENTAJE (%)"
220-230	11.654,6	81,5%
500	2.646,3	18,5%
TOTAL	14.300,9	100,0%

Fuente: XM

1.10. Mercado Mayorista de Electricidad

A continuación, se muestra la evolución de los precios de bolsa y contratos desde 1997 hasta el primer trimestre de 2011:

Gráfico 1-22. Precios Promedio de Bolsa y Contratos 1997-2010
(Precios Constantes de Diciembre de 2010)

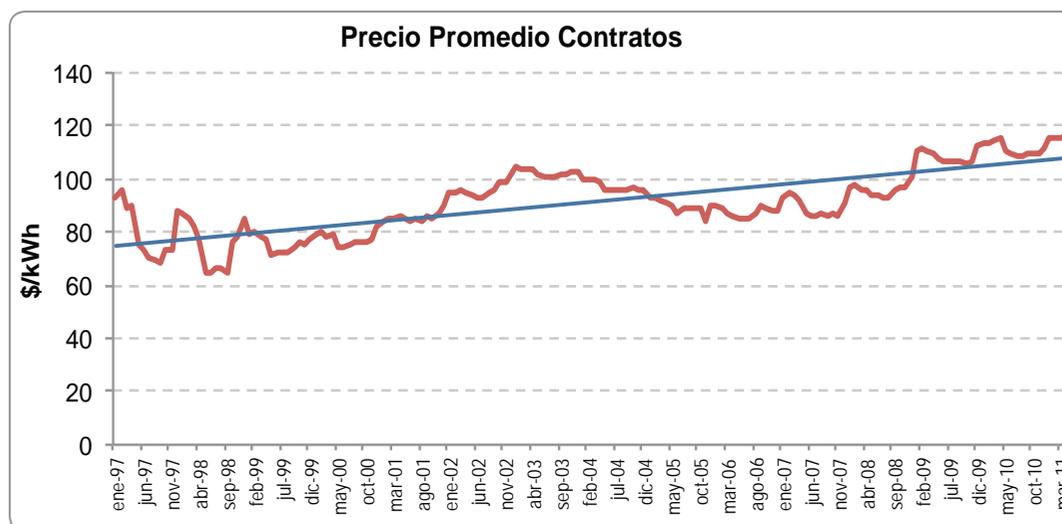


Fuente: XM – Neón

Durante el año 2009, el precio promedio en bolsa ascendió a 139,5 \$/kWh y a 130,3 \$/kWh durante el 2010, registrándose un crecimiento negativo de 6,6% respecto al año inmediatamente anterior.

En la gráfica siguiente, se muestran los precios de los contratos y la tendencia de éstos desde la creación del mercado:

Gráfico 1-23. Precios Promedio de Contratos y Línea de Tendencia
(Precios Constantes de Diciembre de 2010)



Fuente: XM – Neón

Para el año 2009, el precio promedio en contratos fue de 104,74 \$/kWh y de 109,94 \$/kWh en el 2010, registrándose un incremento del orden del 5%.

1.11. Fondos Gubernamentales

El Congreso de la República a través de diferentes leyes, en particular las Reformas Tributarias y de los dos últimos Planes de Desarrollo, ha venido modificando la vigencia y uso de las fuentes de los fondos gubernamentales creados con destinación específica para la normalización de redes (PRONE), energización de Zonas Rurales Interconectadas (FAER) y no Interconectadas (FAZNI) y cubrimiento del consumo de los usuarios ubicados en zonas especiales (FOES). A continuación, se resalta la reciente normatividad expedida en relación a los fondos citados.

Fondo de Energía Social- FOES

Mediante la Ley 1420 de 2010, se estableció que la Nación podrá financiar el FOES con recursos diferentes a los de la renta de congestión y se aprueba el traslado de recursos del Fondo Nacional de Regalías a dicho fondo.

Igualmente, en la Ley 1450 de 2011 del Plan Nacional de Desarrollo, se aprobó en el Artículo 103 que a partir del 2011 se podrá cubrir hasta 46 \$/kWh con destino al consumo de usuarios estratos 1 y 2 de Áreas Rurales de Menor Desarrollo-ARD, Zonas de Difícil Gestión y Barrios Subnormales-BS. También se dispuso que el desmonte de este fondo sea consistente con los planes de pérdidas que apruebe la CREG y se pueda financiar con recursos del PGN.

Programa de Normalización de Energía Eléctrica-PRONE

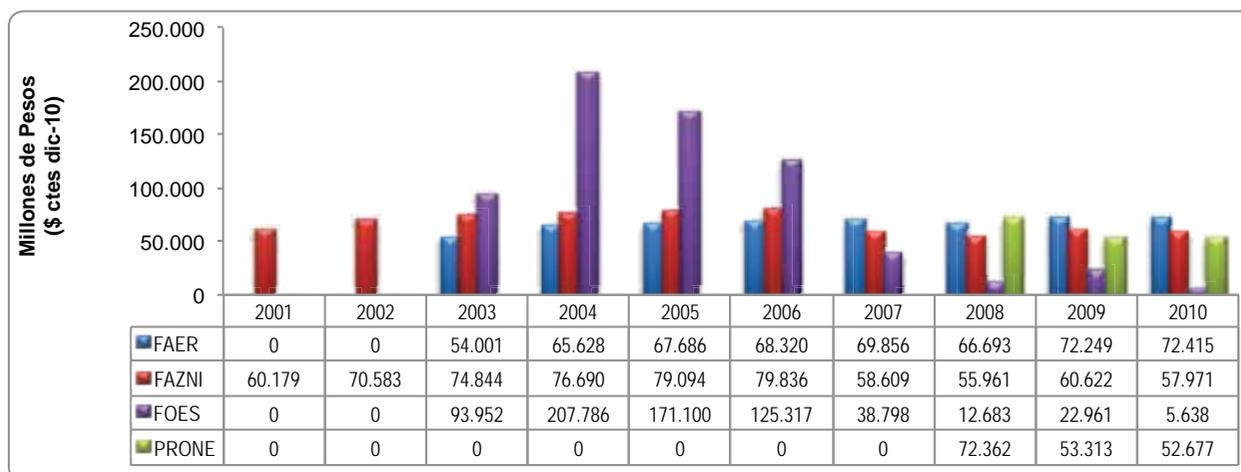
En relación al PRONE, se dispuso en el Artículo 104 de la Ley del Plan que se adicionará un 1\$/kWh transportado para ser fuente de financiación del Programa de Normalización de Redes, durante la vigencia del mencionado Plan de Desarrollo.

Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales Interconectadas- FAER

En el marco de la Ley 1376 de 2010, se incluyó en el Artículo 115 que el FAER continuará conformándose, entre otros, por los recursos económicos que recaude el ASIC, correspondientes a 1,34\$/kWh despachado en la Bolsa. La contribución será pagada por los propietarios de los activos del STN y será incorporada en los cargos por uso del STN.

En términos cuantitativos, la evolución de los recursos recaudados por el sector con destino a los cuatro fondos ha sido la siguiente:

Gráfico 1-24. Valor de los Recaudos con Destino a Fondos de Apoyo a Inversión Social.
(Cifras en Millones de Pesos Constantes de Diciembre de 2010)

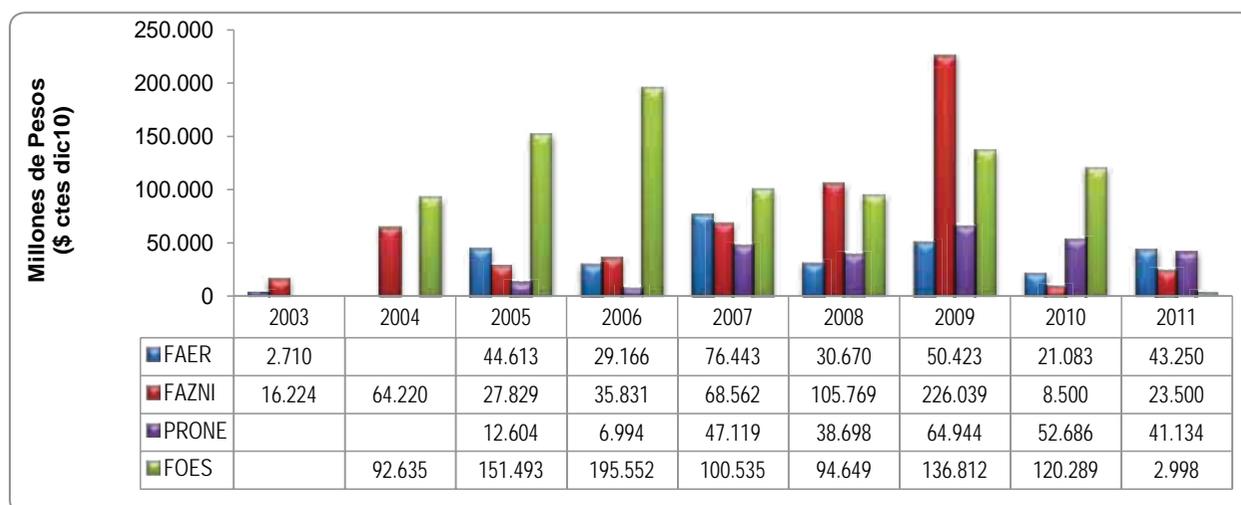


Fuente: XM

Desde el año 2001 al 2010, en pesos constantes de 2010, el sector eléctrico ha recaudado con destino a los cuatro fondos algo más de 2 billones de pesos: 678,2 mil millones para el FOES, 674,4 mil millones para el FAZNI, y 536,8 mil millones para el FAER, de los cuales 178,3 mil millones se han destinado al PRONE.

Con base en los recursos recaudados, el Gobierno Nacional ha asignado los siguientes recursos para proyectos específicos, según el objeto de los mencionados fondos.

Gráfico 1-25. Asignación de Recursos del FAER, FAZNI, PRONE y FOES 2003-2011
(Cifras en Millones de Pesos Constantes de Diciembre de 2010)



Fuente: MME

1.12. Subsidios y Contribuciones

Aunque el Gobierno Nacional normalizó los giros de subsidios durante un tiempo (2001-2007), a partir del año 2008 se han venido presentando dificultades nuevamente, ante la no apropiación de la totalidad de los recursos en el Presupuesto General de la Nación, PGN, y la demora en el giro de los mismos.

Dicha situación ha obligado a que las empresas comercializadoras de energía eléctrica, las cuales actúan como recaudadores, respalden y financien con recursos propios el pago de los subsidios de estratos 1, 2 y 3 para no incrementar tarifas a los usuarios. Lo anterior podría incidir en el incumplimiento de las obligaciones de compra de energía de las empresas y en la limitación de suministro, poniendo en grave riesgo la sostenibilidad del sector eléctrico colombiano.

Como se observa en el siguiente cuadro, los recursos del PGN durante el 2008, sólo fueron del orden de 60 mil millones de pesos, insuficientes para cubrir el déficit de subsidios con respecto a las contribuciones de solidaridad recibidas de los usuarios estratos 5 y 6, los usuarios industriales y comerciales regulados y no regulados y los giros de excedentes del FSSRI. Sin embargo, en el PGN de 2009 se apropiaron 587 mil millones de pesos y seguidamente en el 2010, la suma de 436 mil millones de pesos. Contrasta esta situación con la apropiación realizada por el Gobierno Nacional en el PGN del 2011, que asciende a 875 mil millones de pesos y con la prevista en el PGN para el año 2012, la cual asciende a 1.3 billones de pesos.

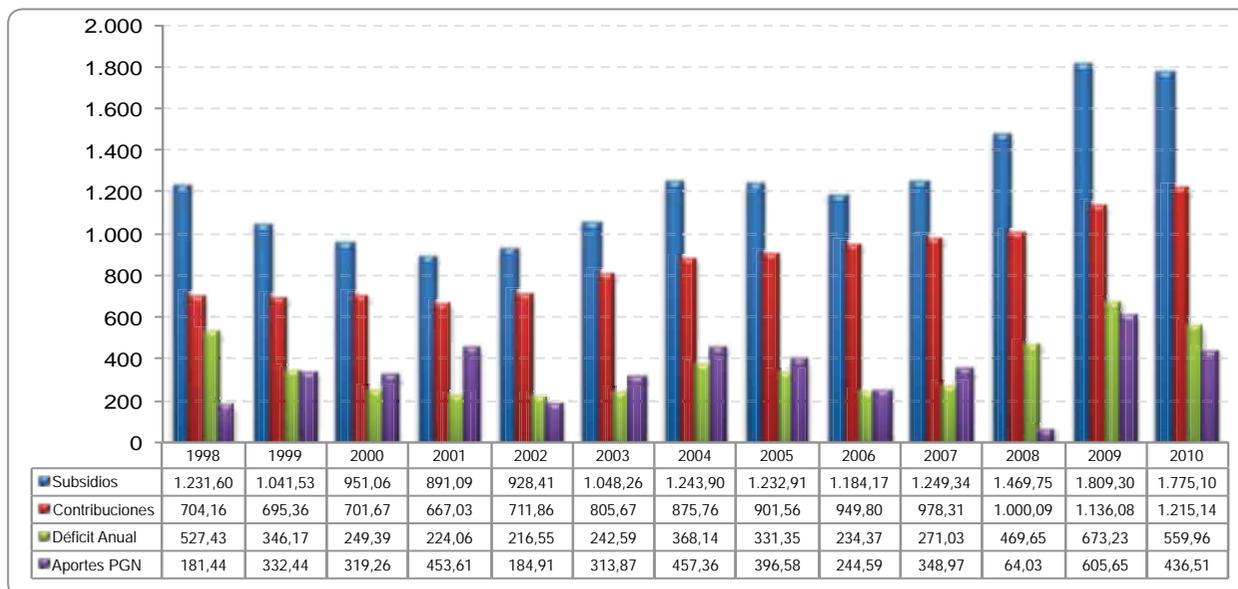
**Tabla 1.7. Recursos Girados por el PGN y el FSSRI 2002-2010
(Cifras en Millones de Pesos)**

AÑO	PGN	FSSRI	TOTAL
2002	122.869	50.555	173.424
2003	223.609	30.000	253.609
2004	345.603	91.350	436.953
2005	314.138	50.147	364.285
2006	201.371	56.000	257.371
2007	304.646	165.757	470.403
2008	59.912	391.967	451.880
2009	587.000	160.000	747.000
2010	436.505	140.000	576.505

Fuente: MME

En el gráfico siguiente, se muestra el resultado de las validaciones del Ministerio de Minas y Energía, para el período 1998- 2010, consistente en el balance completo de subsidios, contribuciones y aportes del PGN.

Gráfico 1-26. Balance de Contribuciones, Subsidios y Aportes 1998-2010
(Cifras en Miles de Millones de Pesos Constantes de Diciembre de 2010)



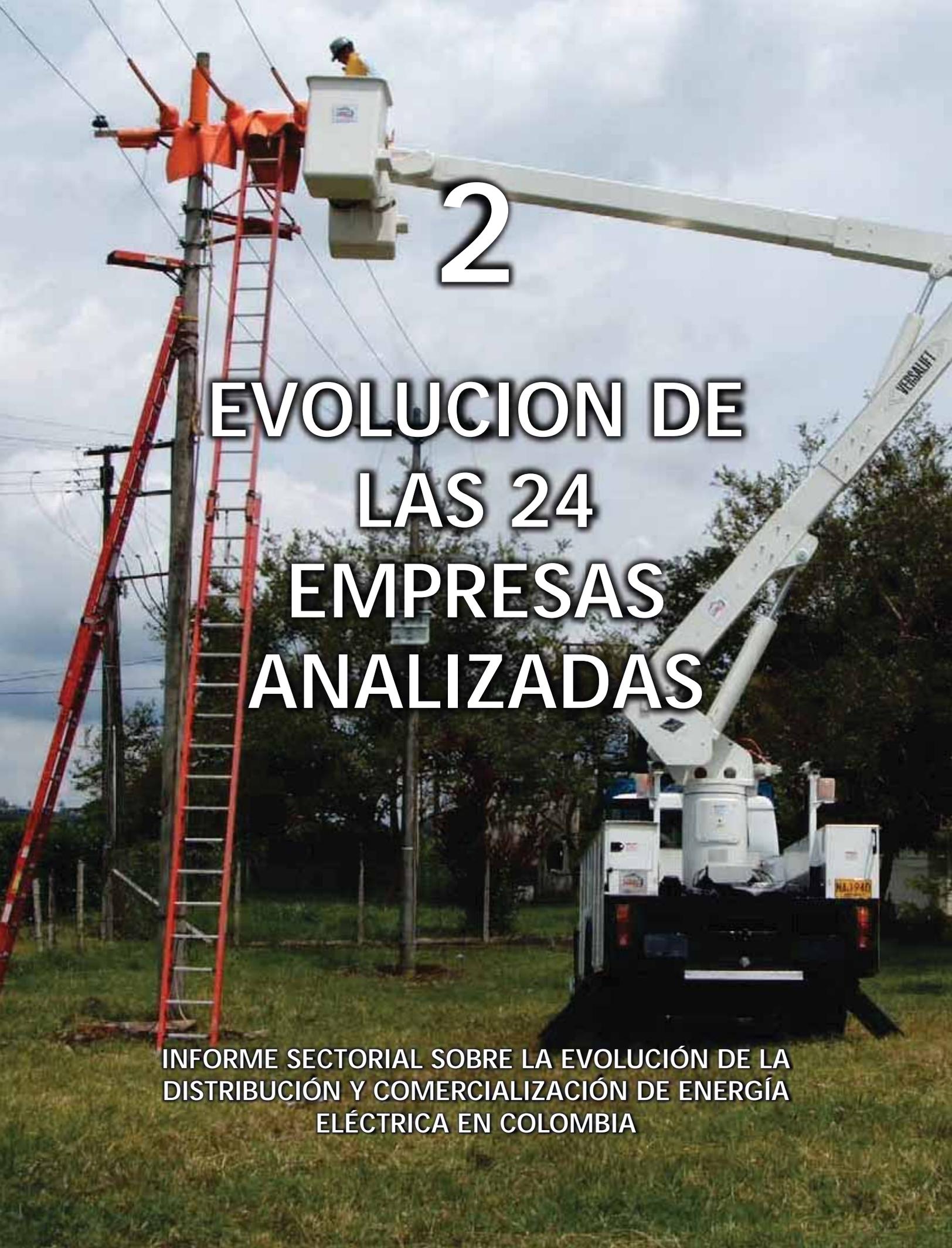
Fuente: MME

De la anterior gráfica, se puede inferir que a partir del año 2008, los requerimientos de subsidios han crecido sustancialmente, respecto a los aportes de las contribuciones. El crecimiento de los subsidios durante el 2008 respecto al año 2007 fue del 17,6%, del 23,1% para el año 2009 respecto al 2008 y del orden del -1,89% en el 2010, con relación al año inmediatamente anterior.

De otra parte y en lo referente a las necesidades de subsidios, particularmente, durante el año 2011 y 2012, se presentan unos mayores requerimientos en virtud de lo establecido en el Artículo 2 de la Ley 1430 de 2010¹⁵, respecto al descuento y eliminación de la contribución industrial.

Particularmente, en el año 2012 y a diferencia del esquema actual de subsidios y contribuciones, donde se presentan empresas superavitarias, que ayudan solidariamente a cubrir el déficit de subsidios, la totalidad de las empresas resultan deficitarias, implicando un mayor esfuerzo fiscal de la Nación.

¹⁵Artículo 2- Contribuciones Sector Eléctrico Usuarios Industriales: Al respecto se estableció que durante el 2011, se seguirá aplicando la contribución del 20% para todos los usuarios industriales, pero podrán descontar el 50% de dicha contribución el impuesto de renta a cargo para el año gravable 2011. "A partir del año 2012, dichos usuarios 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."



2

EVOLUCION DE LAS 24 EMPRESAS ANALIZADAS

INFORME SECTORIAL SOBRE LA EVOLUCIÓN DE LA
DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA
ELÉCTRICA EN COLOMBIA

2. Evolución de las 24 Empresas Analizadas

En este capítulo se analizará la evolución de las 24 empresas distribuidoras-comercializadoras, objeto de la muestra, en términos de sus resultados comerciales, técnicos, financieros, administrativos y de la aplicación de medidas regulatorias, entre otras, a través de variables e indicadores relevantes que reflejan la contribución de las mismas al desarrollo sostenible sectorial, económico y social del país.

2.1. Información General

Respecto a los 29 Operadores de Red activos en el mercado, se evaluaron 24 de ellos, los cuales se citan en la siguiente tabla. De éstos, 22 se encuentran afiliados a ASOCODIS y otros 2 prestan sus servicios en zonas con menor densidad de población, como el mercado del Putumayo.

Tabla 2.1. Empresas Analizadas

EMPRESA	RAZÓN SOCIAL
CEDENAR	Centrales Eléctricas de Nariño S.A. E.S.P.
CENS	Centrales Eléctricas del Norte de Santander S.A. E.S.P.
COMPAÑÍA ENERGÉTICA DE OCCIDENTE-CEO****	Compañía Energética de Occidente S.A. E.S.P.
CETSA	Compañía de Electricidad de Tuluá S.A. E.S.P.
CHEC	Central Hidroeléctrica de Caldas S.A. E.S.P.
CODENSA	Codensa S.A. E.S.P.
DISPAC	Empresa Distribuidora del Pacífico S.A. E.S.P.
EBSA	Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P.
EDEQ	Empresa de Energía del Quindío S.A.E.S.P.
EEBPTMY (Bajo Putumayo)*	Empresa de Energía del Bajo Putumayo S.A. E.S.P.
EEC	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. E.S.P.
EEP	Empresa de Energía de Pereira S.A. E.S.P.
EEPTMY (Putumayo)*	Empresa de Energía del Putumayo S.A. E.S.P.
ELECTRICARIBE**	Electrificadora del Caribe S.A. E.S.P.
ELECTROCAQUETA	Electrificadora del Caquetá S.A. E.S.P.
ELECTROHUILA	Electrificadora del Huila S.A. E.S.P.
EMCALI	Empresas Municipales de Cali E.I.C.E E.S.P.
EMSA	Electrificadora del Meta S.A. E.S.P.
ENELAR	Empresa de Energía de Arauca S.A. E.S.P.
ENERCA	Empresa de Energía de Casanare S.A. E.S.P.
ENERTOLIMA***	Compañía Energética del Tolima S.A. E.S.P.
EPM	Empresas Públicas de Medellín E.S.P.
EPSA	Empresa de Energía del Pacífico S.A. E.S.P.
ESSA	Electrificadora de Santander S.A. E.S.P.

* Empresas no afiliadas a ASOCODIS

** Incluye datos de Electrocosta de 1998-2007

*** Incluye datos Electrolima 1998-2002

**** La Compañía de Electricidad del Cauca S.A. E.S.P.- CEC prestó sus servicios desde el 7 de diciembre de 2008 hasta el 4 de octubre de 2009, y desde el 1 de agosto de 2010 la operación para el mercado del Cauca (39 municipios del SIN) está a cargo de la Compañía Energética de Occidente S.A.S.-ESP.

En la siguiente tabla se ilustra la participación consolidada de las 24 empresas en el Sistema Interconectado Nacional y su contribución a los principales rubros sectoriales para el año 2009.

Tabla 2.2. Participación de las 24 empresas Distribuidoras- Comercializadoras en el Sector Eléctrico Nacional

24 EMPRESAS ANALIZADAS 2009			
CONCEPTO	2009	2010	PARTICIPACIÓN 2009
Consumo (GWh)	36.924	37.758	66,0% de la demanda nacional
			79,6% del consumo nacional
Usuarios	11.086.354	11.516.892	98,9% del total nacional
Usuarios Residenciales	10.113.193	10.522.034	98,8% de los usuarios residenciales nacionales
Usuarios No Residenciales	973.161	994.858	99,8% de los usuarios no residenciales nacionales
Municipios	1.041	1.041	94,3% del total de municipios nacional
Facturación (millones de pesos 2010)	10.237.265	11.218.358	83,4% del total de la facturación nacional
			2,0% del PIB nacional
Empleo	28.295	30.584	

Fuente: SUI, XM y DANE, Cálculos Propios

El consumo de las 24 empresas representó en el 2009, el 79,6% del consumo nacional. El total de usuarios atendidos por las distribuidoras-comercializadoras, ubicados en 1041 municipios, representan el 98,9% del total de usuarios nacionales del SIN. La facturación de dichas empresas en el 2009 ascendió a 10.2 billones de pesos, correspondientes a un 83,4% del total de la facturación del sector eléctrico, registrando una participación del 2,0% en el PIB Nacional.

En el siguiente cuadro, se muestra el número de municipios en los cuales se prestó el servicio de energía eléctrica. Las empresas prestadoras de dicho servicio durante el año 2010, ascendieron a 1.041, cabe anotar que en algunos municipios atiende más de una empresa.

Tabla 2.3. Número de Municipios Atendidos¹⁶ por las Empresas 2010

EMPRESA	2010
CEDELCA-COMPAÑÍA ENERGÉTICA DE OCCIDENTE	39
CEDENAR	58
CENS	49
CETSA	2 ¹⁷
CHEC	44
CODENSA	103
DISPAC	15
EBSA	125
EDEQ	12
EEBPTMY (Bajo Putumayo)	5
EEC	76

Continúa

¹⁶Número de Municipios atendidos por las empresas distribuidoras como Operador de Red.

¹⁷CETSA atiende como comercializador a 4 municipios

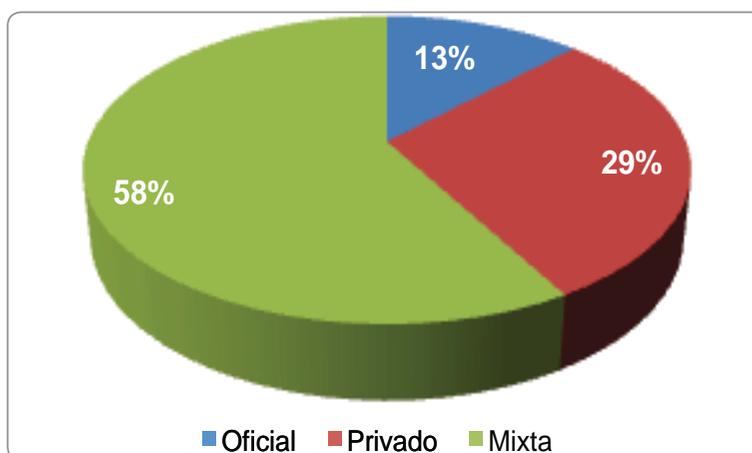
Tabla 2.3. Número de Municipios Atendidos por las Empresas 2010 (II)

EMPRESA	2010
EEP	8
EEPTMY (Putumayo)	6
ELECTRICARIBE	182
ELECTROCAQUETA	13
ELECTROHUILA	48
EMCALI	3
EMSA	23
ENELAR	7
ENERCA	21
ENERTOLIMA	50
EPM	124
EPSA	40 ¹⁸
ESSA	95

Fuente: Empresas

En cuanto a la composición de capital¹⁹ de las 24 empresas distribuidoras de energía eléctrica analizadas a diciembre de 2010, el 58% de las empresas son de capital mixto, un 29% de carácter privado y un 13% oficial. La gráfica siguiente muestra la composición de capital de las empresas, objeto de la muestra.

Gráfico 2-1. Composición del Capital de Empresas Distribuidoras 2010



Fuente: SSPD

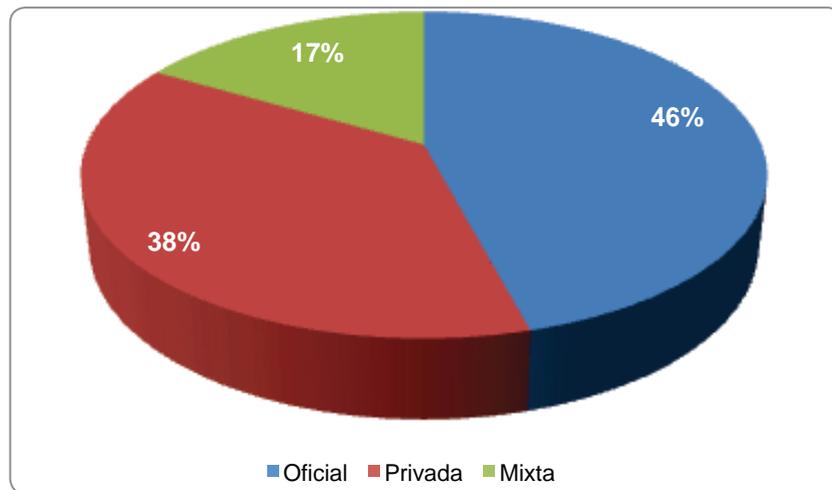
Según el control²⁰ de la propiedad accionaria, el capital de las empresas a diciembre de 2010 es 17% mixto, un 46% de carácter privado y un 38% oficial. La gráfica siguiente muestra la composición de capital de las empresas, objeto de la muestra, según el control accionario:

¹⁸EPSA atendió como comercializador a 57 municipios en el 2009 y a 56 municipios en el 2010.

¹⁹Composición de capital categorizada según las características del patrimonio o del capital suscrito al SUJ.

²⁰Control del 50 % más uno del total de las acciones

Gráfico 2-2. Composición del Capital de Empresas Distribuidoras según Control Accionario 2010

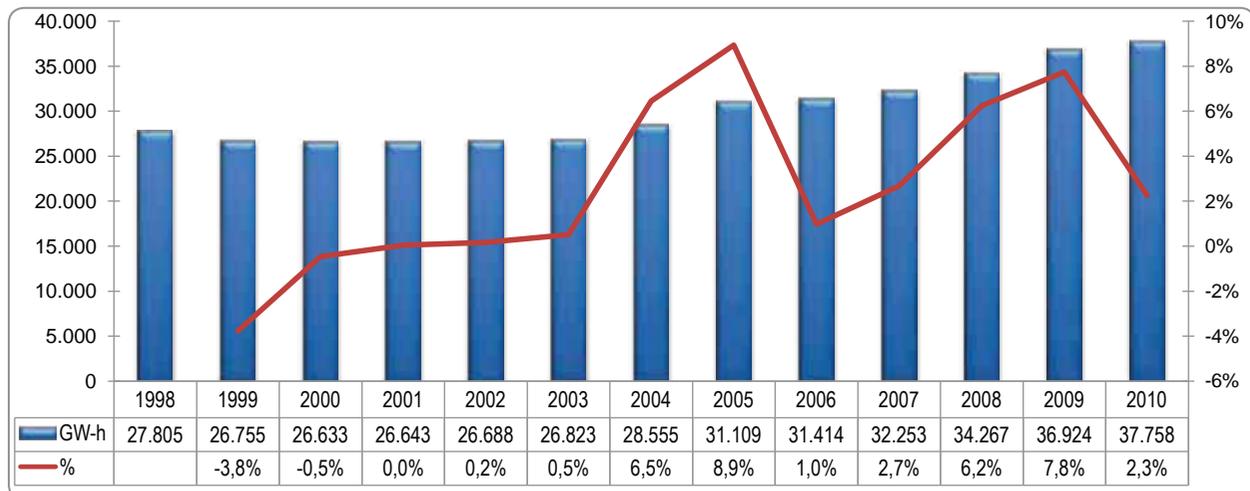


Fuente: SSPD

2.2. Consumo

El consumo de energía eléctrica de las 24 empresas analizadas, para el periodo comprendido entre 1998 y 2010 ha aumentado en un 35,8%, a una tasa promedio anual del 2,58%, pese a los crecimientos negativos que se presentaron en los años 1999 y 2000. A continuación, se muestra la evolución del consumo total de energía y las respectivas tasas de crecimiento anual, para el período 1999-2010:

Gráfico 2-3. Evolución del Consumo Total de Energía Eléctrica y Tasas de Crecimiento 1998-2010

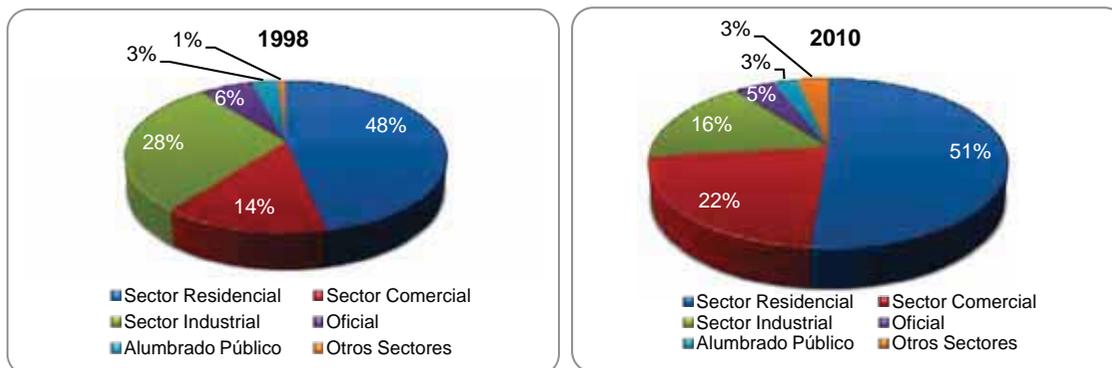


Fuente: Empresas, CREG y SUI.

En el año 2010, se presentó un incremento en el consumo anual de energía del orden del 2,3%, respecto al año 2009, alcanzando 37.758 GWh en el 2010.

En términos de la composición del consumo por sectores, se evidencia que de 1998 a 2010 se han presentado cambios en la distribución del mismo, como se muestra en la siguiente gráfica:

Gráfico 2-4. Consumo por Sectores 1998 y 2010

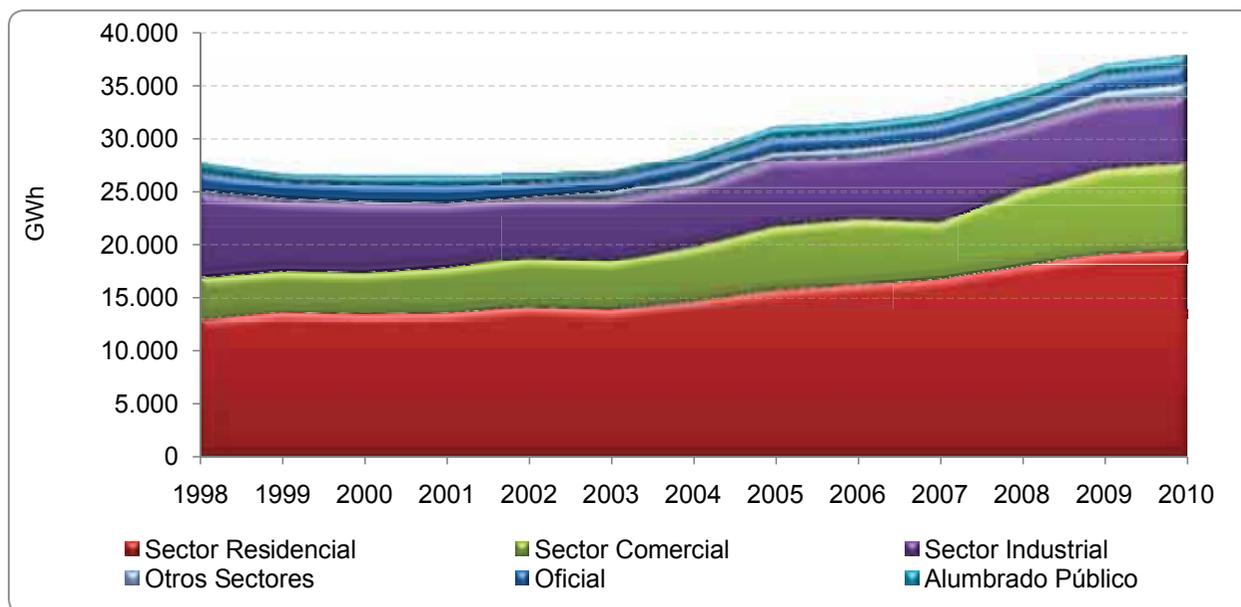


Fuente: Empresas, CREG y SUI.

Como se observa, mientras que en 1998 el consumo del sector residencial representaba el 48% del total, en el 2010 éste representa un 51%. De igual forma, el sector comercial aumentó su participación de 14% a 22% y el sector industrial disminuyó su participación del 28% al 16%, para el mismo período evaluado.

De forma consolidada, se muestra en la siguiente gráfica, la evolución total del consumo por sectores desde 1998 hasta el 2010:

Gráfico 2-5. Evolución del Consumo por Sectores



Fuente: Empresas, CREG y SUI.

En lo referente a la participación de cada una de las 24 empresas en el consumo total, se muestra en la siguiente tabla dicha distribución para el año 2010:

Tabla 2.4. Participación de las Empresas en el Consumo de Energía Eléctrica Total 2010

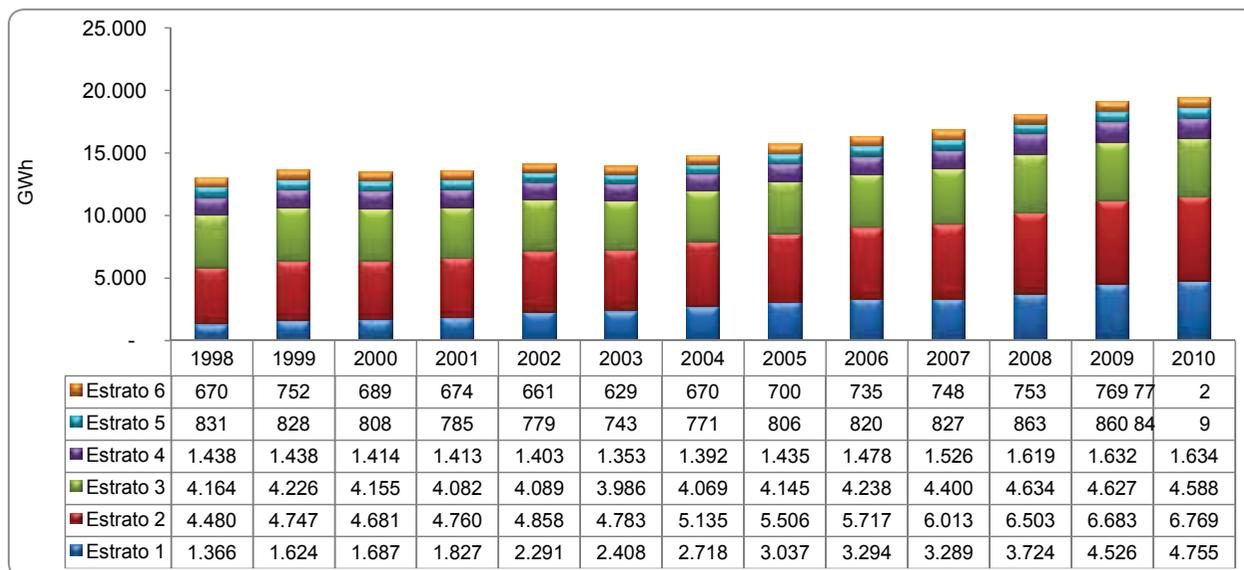
PARTICIPACIÓN EN EL CONSUMO		
EMPRESA	2010	
	CONSUMO (GWh)	%
CEO/CEDELCA	344,7	0,9%
CEDENAR	472,0	1,2%
CENS	1.101,0	2,9%
CETSA	168,1	0,4%
CHEC	847,9	2,2%
CODENSA	7.395,6	19,6%
DISPAC	133,7	0,4%
EBSA	548,5	1,5%
EDEQ	344,5	0,9%
EEC	666,1	1,8%
EEP	460,2	1,2%
ELECTRICARIBE - ELECTROCOSTA	8.955,9	23,7%
ELECTROCAQUETA	135,6	0,4%
ELECTROHUILA	578,9	1,5%
ENERTOLIMA- ELECTROTOLIMA	800,3	2,1%
EMCALI	2.518,8	6,7%
EMSA	610,6	1,6%
ENELAR*	105,3	0,3%
ENERCA	204,6	0,5%
EPM	8.418,3	22,3%
EPSA	1.455,0	3,9%
ESSA	1.421,0	3,8%
EEBP (Bajo Putumayo)	38,7	0,1%
EEP - Putumayo*	32,9	0,1%
TOTAL	37.758	100,0%

*Información 2009 en lugar de 2010

Fuente: Empresas, CREG y SUI.

La evolución del Consumo Residencial de las 24 empresas, para el período comprendido entre 1998 y 2010, se muestra en el siguiente gráfico:

Gráfico 2-6. Evolución del Consumo Residencial por Estratos 1998-2010

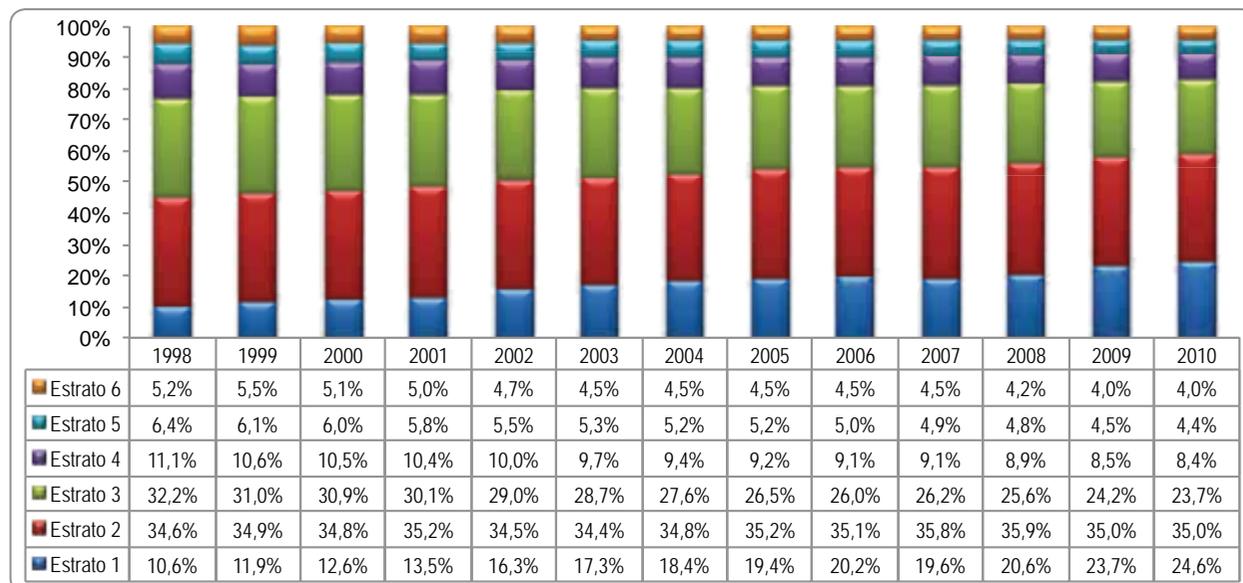


Fuente: Empresas, CREG y SUI.

Los Estratos 1 y 2 son los que mayor crecimiento han presentado, aumentándose el consumo en un 248% y un 51% en el 2010 respecto a 1998, respectivamente. Por su parte, los Estratos 4 y 3, para este mismo período, fueron los que menor crecimiento presentaron en su consumo, con un 2,2% y un 10,2%, respectivamente.

En forma porcentual la evolución es la siguiente:

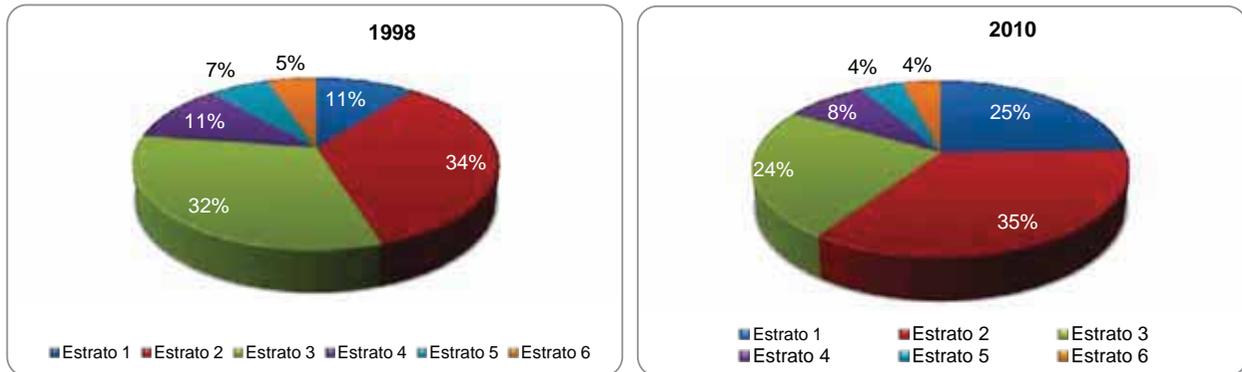
Gráfico 2-7 Participación Porcentual por Estratos Consumo Residencial 1998-2010



Fuente: Empresas, CREG y SUI.

Como se aprecia, el consumo de los Estratos 1, 2 y 3 representó un 77% del consumo total residencial en 1998 y en el 2010 un 83%. En la siguiente gráfica, se muestra la participación de los diferentes estratos en el Consumo Residencial total para los años 1998 y 2010, respectivamente:

Gráfico 2-8. Consumo por Estratos Sector Residencial 1998 y 2010



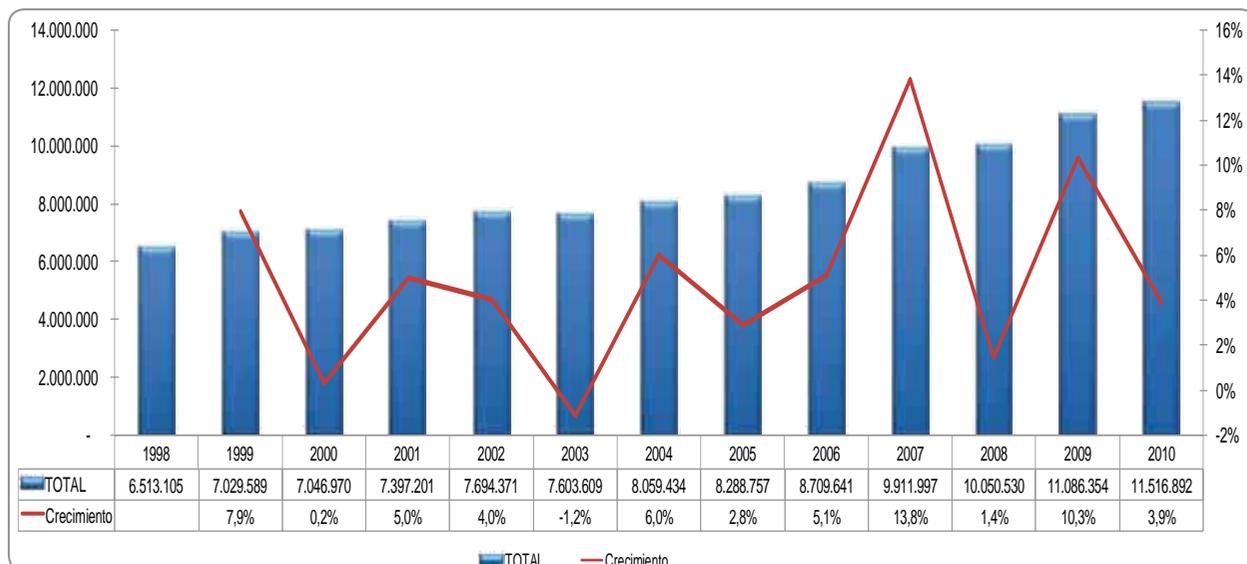
Fuente: Empresas, CREG y SUI.

Se observa en la gráfica, que el Estrato 1 aumentó en el 2010 su participación en más del doble ascendiendo del 11% al 25%, en relación a 1998. Por otra parte, los Estratos 3 y 4 disminuyeron su participación en el Consumo Residencial, descendiendo 8 y 3 puntos porcentuales, respectivamente. Respecto a los Estratos 5 y 6, éstos redujeron su participación en el consumo, en 3 y 1 puntos porcentuales.

2.3. Usuarios del Servicio de Energía Eléctrica

El número de usuarios atendidos por las 24 empresas analizadas, entre el periodo de 1998 a 2010, alcanzó en 2010 los 11.516.892, registrándose un incremento del 76,8% y una tasa promedio anual de crecimiento del 4,86%. Particularmente, entre los años 2009 y 2010, el número de usuarios se incrementó en un 3,9%. El número de usuarios totales por año se detalla en la siguiente gráfica²¹:

Gráfico 2-9. Evolución del Número de Usuarios del Servicio de Energía Eléctrica 1998-2010

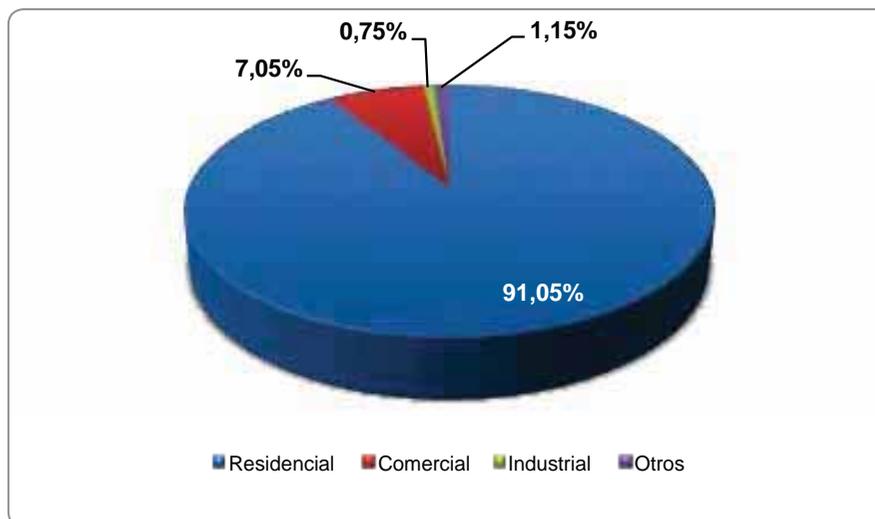


Fuente: 24 Empresas, CREG y SUI.

²¹ Para el análisis de usuarios de las 24 empresas, en el caso de Electricaribe se incluyen los usuarios de Energía Empresarial, Energía Social y Electricaribe Mipymes

En el año 2010, el 91,05% de los usuarios pertenecían al sector residencial y el 7,05% al sector comercial, el resto de sectores, solo tenían el 1,90%. La siguiente gráfica muestra la participación de cada tipo de usuarios en el total correspondiente al año 2010:

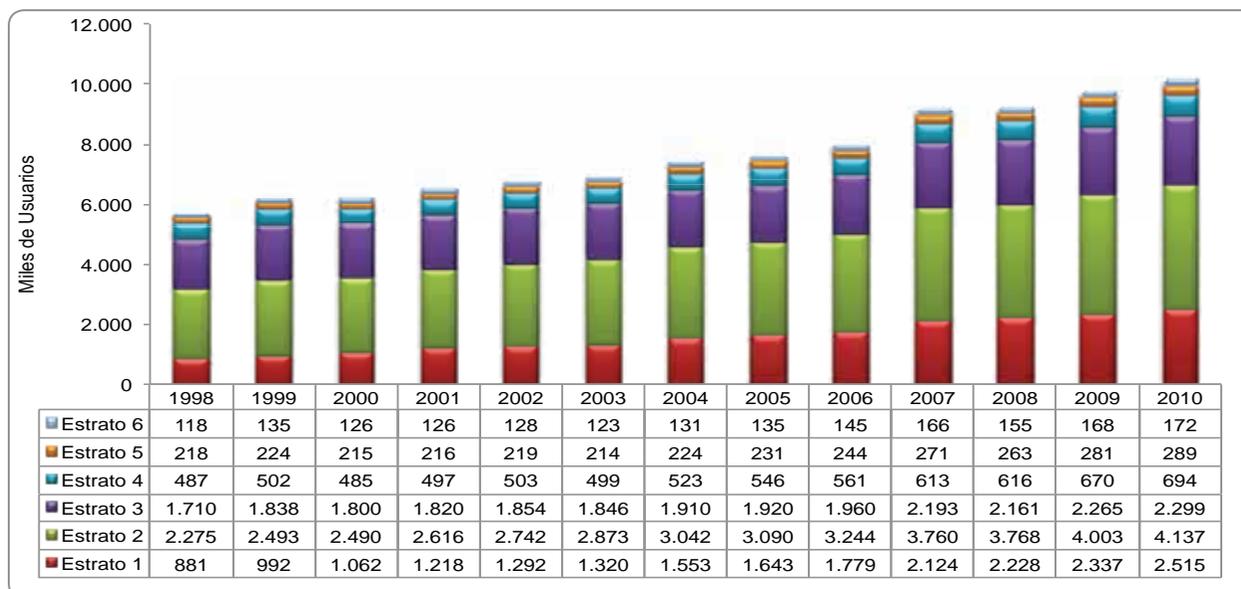
Gráfico 2-10. Participación del Tipo de Usuarios en el Total 2010



Fuente: SUI

En la siguiente gráfica, se muestra la evolución del número de usuarios del Sector Residencial por estrato:

Gráfico 2-11. Evolución del Número de Usuarios del Sector Residencial 1998-2010 (Cifras en Miles)

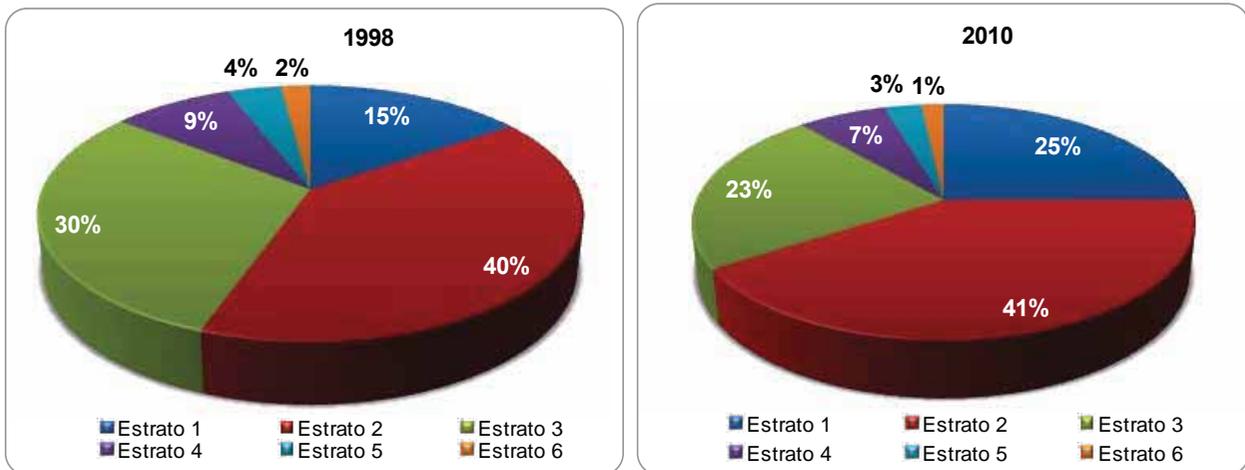


Fuente: Empresas, CREG y SUI.

Se destaca un incremento del número de usuarios en los estratos de menores ingresos, particularmente en el Estrato 1. Es así como mientras los usuarios residenciales de los demás estratos crecieron 1,58 veces, los usuarios del Estrato 1 crecieron 3,32 veces.

La participación porcentual de cada estrato en los años 1998 y 2010, se muestra en el siguiente gráfico:

Gráfico 2-12. Participación Porcentual por Estratos Sector Residencial 1998 y 2010

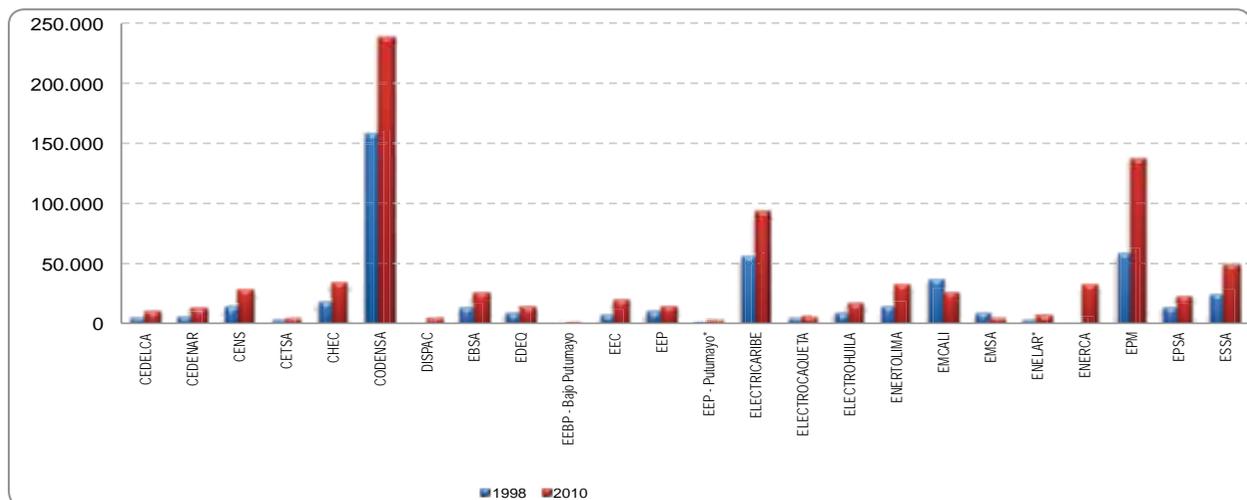


Fuente: Empresas, CREG y SUI

Se evidencia el notorio incremento de la participación del número de usuarios del Estrato 1, que pasó del 15% en 1998 al 25% en 2010. Respecto a los demás sectores, se denota también un incremento porcentual de los usuarios en el Estrato 2, ascendiendo de un 40% a un 41%. Los Estratos 3, 4, 5 y 6 disminuyeron su participación porcentual.

Respecto al número de Usuarios por sector Industrial, Residencial y Comercial, se indica en las siguientes gráficas la evolución del número de usuarios por empresas, de manera comparativa para los años 1998 y 2010:

Gráfico 2-13. Usuarios Sector Comercial por Empresas 1998 y 2010

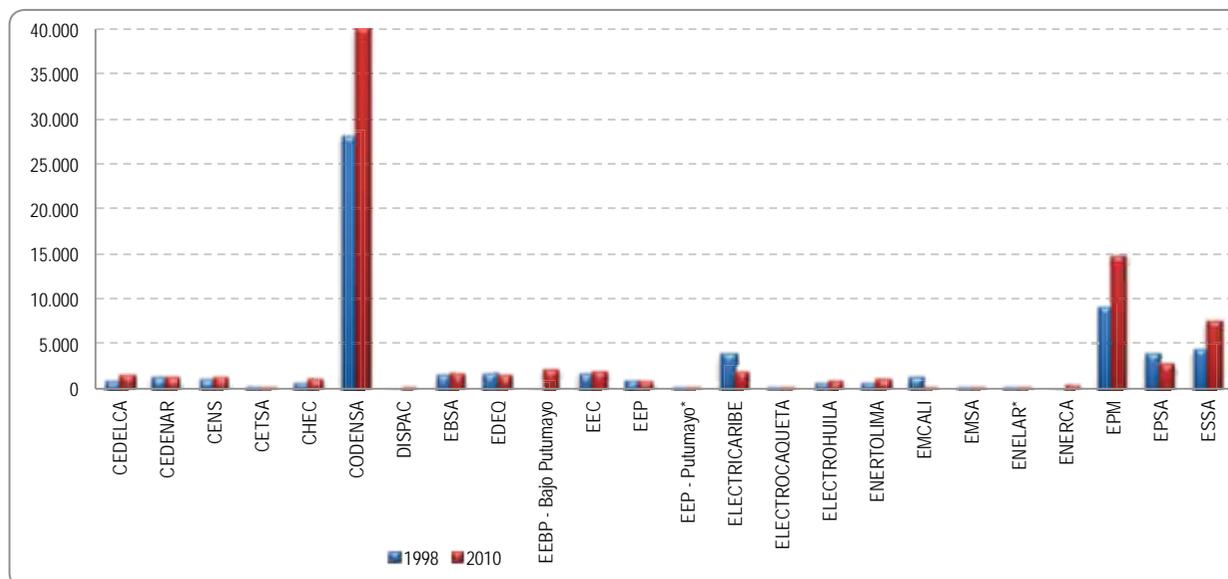


*Información 2009 en lugar de 2010

Fuente: Empresas, CREG y SUI

En el sector comercial, CODENSA (28,5%), EPM (16,1%) y ELECTRICARIBE (11,3%), concentran la mayoría de los usuarios de este segmento, alcanzando en el 2010 una participación del 47,3%.

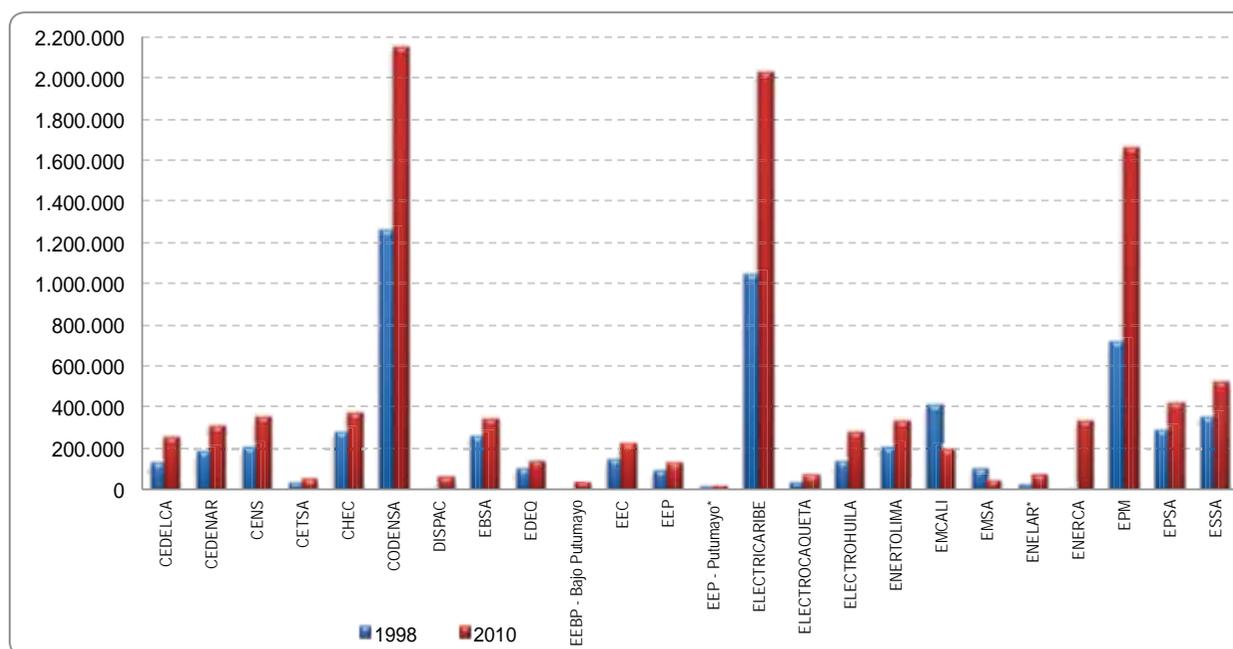
Gráfico 2-14. Usuarios Sector Industrial por Empresa 1998 y 2010



*Información 2009 en lugar de 2010
Fuente: Empresas, CREG y SUI

En el sector industrial, CODENSA (48,7%), EPM (18,1%) y ESSA (8,5%), concentran el 75,3% de los usuarios de este segmento a diciembre de 2010.

Gráfico 2-15. Usuarios Sector Residencial por Empresas 1998 y 2010



*Información 2009 en lugar de 2010
Fuente: Empresas, CREG y SUI

En el sector residencial, CODENSA (20,6%), ELECTRICARIBE (19,3%) y EPM (15,8%) concentraron el 55,5% de los usuarios residenciales, en el 2010.

El número total de usuarios que atendieron las 24 empresas en los años 1998 y 2010, se muestra comparativamente en la siguiente tabla:

Tabla 2.5. Número Total de Usuarios y Participación por Empresa 1998 y 2010

PARTICIPACIÓN EN EL NÚMERO TOTAL DE USUARIOS				
EMPRESA	1998		2010	
	NO. USUARIOS	%	NO. USUARIOS	%
CEDELCA/CÍA. ENERGÉTICA DE OCCIDENTE	129.747	2,0%	267.087	2,3%
CEDENAR	191.401	2,9%	324.277	2,8%
CENS	216.455	3,3%	384.075	3,3%
CETSA	37.300	0,6%	52.169	0,5%
CHEC	297.844	4,6%	412.583	3,6%
CODENSA	1.444.954	22,2%	2.429.365	21,1%
DISPAC	-	0,0%	61.730	0,5%
EBSA	273.875	4,2%	373.284	3,2%
EDEQ	106.959	1,6%	155.145	1,3%
EEBP (Bajo Putumayo)	-	0,0%	37.688	0,3%
EEC	151.695	2,3%	239.077	2,1%
EEP	100.575	1,5%	139.551	1,2%
EEP - Putumayo*	5.554	0,1%	20.451	0,2%
ELECTRICARIBE - ELECTROCOSTA	1.104.859	17,0%	2.127.094	18,5%
ELECTROCAQUETA	39.961	0,6%	71.322	0,6%
ELECTROHUILA	141.983	2,2%	297.468	2,6%
ENERTOLIMA - ELECTROTOLIMA	214.838	3,3%	369.958	3,2%
EMCALI	449.117	6,9%	568.701	4,9%
EMSA	103.669	1,6%	216.356	1,9%
ENELAR*	27.990	0,4%	48.213	0,4%
ENERCA	-	0,0%	80.033	0,7%
EPM	785.122	12,1%	1.823.226	15,8%
EPSA	307.441	4,7%	443.924	3,9%
ESSA	381.766	5,9%	574.115	5,0%
TOTAL	6.513.105	100,0%	11.516.892	100,0%

*Información 2009 en lugar de 2010

Fuente: Empresas, CREG y SUI

El número de usuarios atendidos por las 24 empresas en el 2010 se ha incrementado en un 76,80% respecto a 1998. Particularmente, CODENSA, ELECTRICARIBE²² y EPM continúan atendiendo más del 50% de los usuarios del país, concentrando en 1998 el 51,2% del total de usuarios y en el 2010 el 55,4%.

²² Cabe anotar que de los 2.127.094 usuarios de ELECTRICARIBE, 354.932 corresponden a clientes ubicados en barrios subnormales, con una participación de éstos de un 17% respecto al total del mercado de ELECTRICARIBE.

2.4. Infraestructura

La expansión en la infraestructura de distribución se ha venido ejecutando con base en el desarrollo y crecimiento propio del negocio y las inversiones requeridas para atender la nueva demanda, reforzar la confiabilidad y calidad del sistema, así como garantizar una atención eficiente y oportuna a los usuarios de energía eléctrica. Dado lo anterior, los Operadores de Red han invertido cuantiosos recursos en redes de alta, media y baja tensión, transformadores y subestaciones, entre otros activos.

En relación a la cantidad de kilómetros de red construidos por nivel de tensión, para un grupo de 18 empresas, se presenta un crecimiento del orden del 18,5% entre el año 2009 y 2010 en la extensión de las redes, al incrementarse de 375.555 km a 445.135 km, respectivamente. Se destaca en el 2010, un crecimiento del 33,7% en las redes del Nivel de Tensión 1 y del 2,9% en las redes de tensión del Nivel 2, como se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 2.6. Kilómetros de Red por Nivel de Tensión 2009 y 2010

NIVEL DE TENSIÓN	2009	2010
Nivel 1	190.896	255.181
Nivel 2	160.726	165.450
Nivel 3	14.267	14.594
Nivel 4	9.666	9.910
Total Kms de Red	375.555	445.135

Fuente: Empresas

A continuación, se presenta para cada una de las empresas, la longitud de las redes del sistema de transmisión regional y de distribución local por nivel de tensión:

Tabla 2.7. Longitud de la Red de Distribución por Nivel de Tensión 2009 y 2010

NIVEL DE TENSIÓN	EMPRESA	2009	2010	EMPRESA	2009	2010
NIVEL 1	EDEQ	2.735	2.771	CODENSA	22.202	22.579
NIVEL 2		2.226	2.242		17.513	17.730
NIVEL 3		113	113		1.369	1.374
NIVEL 4		17	17		1.240	1.240
NIVEL 1	CETSA	ND	ND	ELECTRICARIBE	20.690	21.236
NIVEL 2		371	376		27.801	28.116
NIVEL 3		42	43		2.698	2.703
NIVEL 4					1.649	1.661
NIVEL 1	DISPAC	344	344	EMCALI		2.063
NIVEL 2		607	605			2.140
NIVEL 3		-	-			295
NIVEL 4		325	325			5
NIVEL 1	EEP	2.603	3.165	ENERTOLIMA	15.686	16.066
NIVEL 2		1.107	1.117		8.969	9.272
NIVEL 3		81	92		921	936
NIVEL 4		9	9		592	592

Continúa

Tabla 2.7. Longitud de la Red de Distribución por Nivel de Tensión 2009 y 2010 (II)

NIVEL DE TENSIÓN	EMPRESA	2009	2010	EMPRESA	2009	2010
NIVEL 1	CEDENAR	6.305	6.305	EPM	29.446	31.557
NIVEL 2		5.179	5.457		28.215	30.435
NIVEL 3		477	490		1.943	1.997
NIVEL 4		674	674		2.025	2.127
NIVEL 1	CENS	9.038	9.811	EPSA	9.575	9.575
NIVEL 2		8.830	8.949		9.032	9.086
NIVEL 3		495	558		937	942
NIVEL 4		339	348		969	969
NIVEL 1	CHEC	12.223	12.340	ESSA	25.357	25.357
NIVEL 2		8.305	8.352		14.706	14.800
NIVEL 3		842	842		1.055	1.055
NIVEL 4		469	469		493	504
NIVEL 1	EEC	11.083	11.096	EMSA	5.653	5.995
NIVEL 2		6.853	6.823		5.041	5.802
NIVEL 3		506	504		703	703
NIVEL 4		69	71		184	304
NIVEL 1	EBSA	18.106	18.453	CAQUETA	1.190	1.270
NIVEL 2		12.698	12.910		1.710	1.818
NIVEL 3		1.551	1.635		384	458
NIVEL 4		540	540		55	55

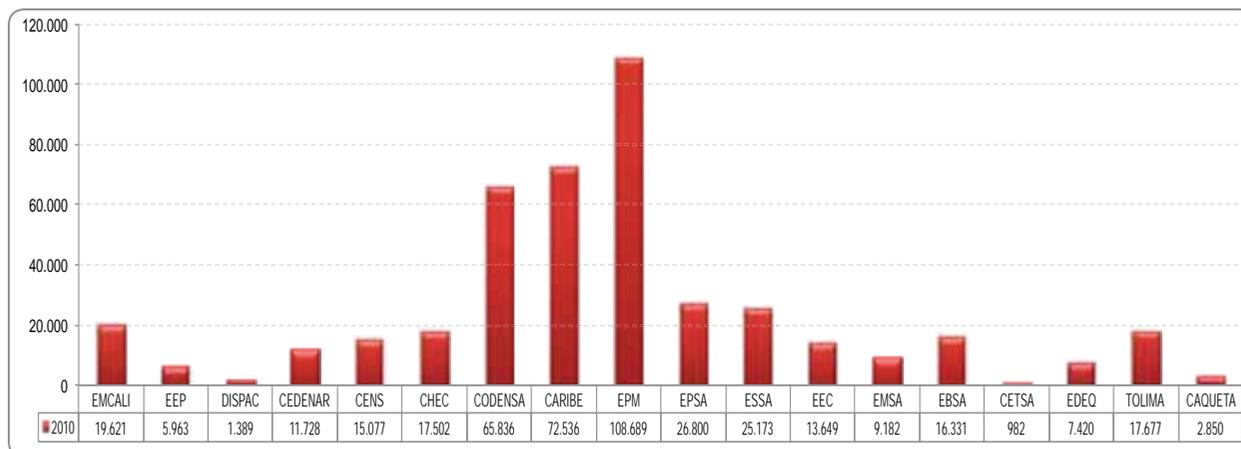
Fuente: Empresas

Las empresas que se muestran en el cuadro anterior representan un gran porcentaje de las redes nacionales, concentrando el 97% del consumo total de las 24 empresas objeto de las muestra. La longitud total de las redes de este grupo de 18 empresas en el Nivel de Tensión 1 es de 190.896 km para el año 2009, de 255.181 km para el año 2010, de 160.726 para el Nivel de Tensión 2 en el año 2009 y de 165.450 km en el año 2010. Las anteriores cifras revelan la dimensión de la infraestructura de distribución y el esfuerzo en materia de cobertura, expansión y confiabilidad de los Operadores de Red.

Respecto al número de transformadores de distribución, se encuentran instalados más de 438.000 transformadores a diciembre de 2010, en los Sistemas de Transmisión Regional y de Distribución Local de un grupo de 18 empresas, ubicándose el 80% de ellos en el Nivel de Tensión 1 y el 20% en los Niveles de Tensión 2, 3 y 4.

En la siguiente gráfica, se presenta el número total de transformadores de distribución ubicados en los Niveles de Tensión 1, 2, 3 y 4, para cada Operador de Red en el año 2010:

Gráfico 2-16. Número de Transformadores de Distribución por Empresa 2010

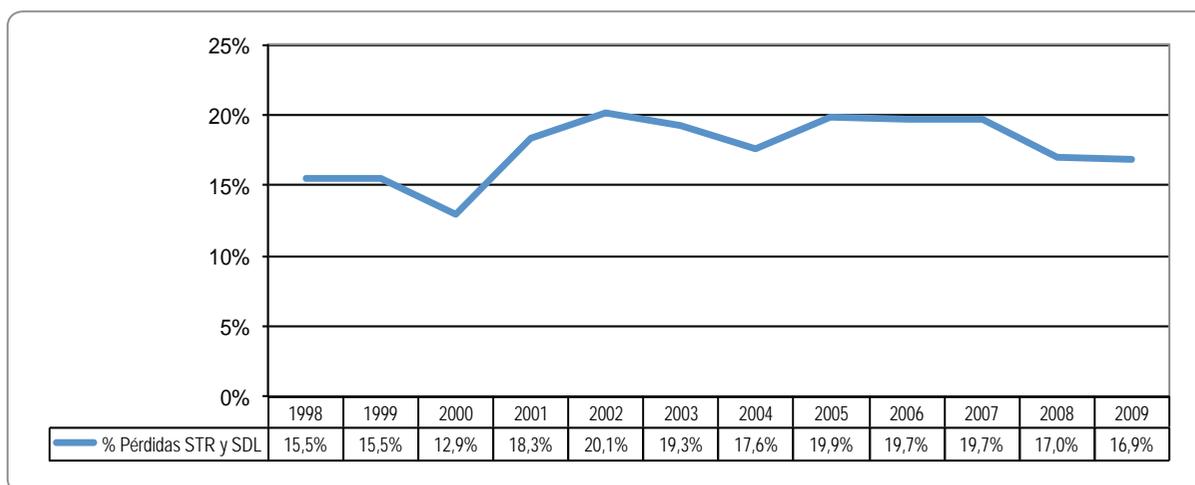


Fuente: Empresas

2.5. Pérdidas

A continuación, se muestra la evolución de las pérdidas consolidadas del sistema de distribución:

Gráfico 2-17. Evolución de las Pérdidas del Sistema de Distribución



Fuente: Consumo reportado por las empresas y Demanda Reportada por XM.

Como se puede observar en la gráfica anterior, a partir del 2008 se muestra una tendencia decreciente en el porcentaje de pérdidas del sistema de distribución²³, pasando de 19,7% en el 2007 a 17,0% en el 2008 y a 16,9% en el 2009. No obstante, con el objeto de continuar reduciendo dichas pérdidas, mediante la Resolución 184 de 2010, la CREG publicó para discusión una serie de medidas e incentivos en la cual se definen las bases de los programas de reducción y mantenimiento de pérdidas no técnicas.

A continuación, se muestra el porcentaje de pérdidas comerciales, calculado como la energía facturada sobre la energía comprada, y del OR calculado como la energía de entrada al OR dividido por la energía de salida, para cada una de las 24 empresas en los años 2009 y 2010.

²³ El porcentaje de las pérdidas del sistema de distribución no se puede calcular para el año 2010, ya que no se encuentra consolidado en el SUI, el consumo total para el año 2010.

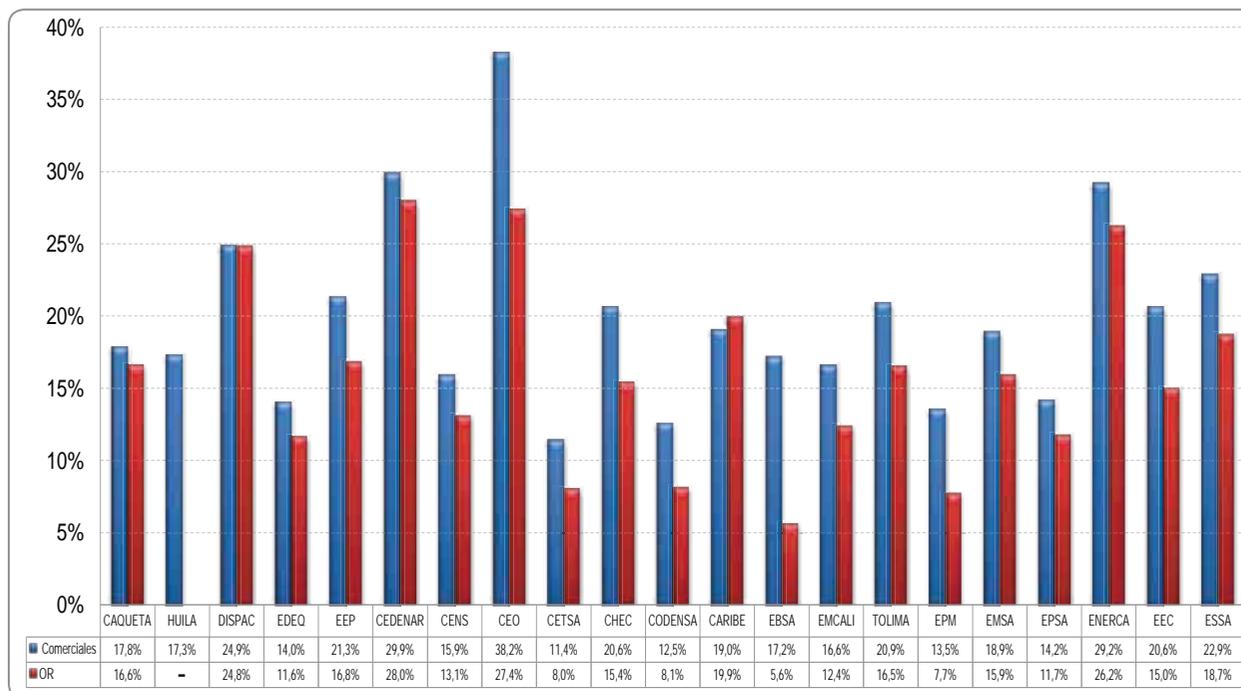
Tabla 2.8. Pérdidas Comerciales y del OR por Empresa 2009 Y 2010

EMPRESA	PÉRDIDAS COMERCIALES	PÉRDIDAS OR	PÉRDIDAS COMERCIALES	PÉRDIDAS OR
	2009		2010	
ELECTROCAQUETA	17,8%	16,6%	17,9%	16,5%
ELECTROHUILA	17,3%	N.D.	16,9%	16,0%
DISPAC	24,9%	24,8%	22,1%	21,6%
EDEQ	14,0%	11,6%	13,7%	11,2%
EEP	21,3%	16,8%	18,5%	12,9%
CEDENAR	29,9%	28,0%	31,2%	28,9%
CENS	15,9%	13,1%	14,8%	12,5%
ÍA. ENERGÉTICA DE OCCIDENTE	38,2%	27,4%	39,2%	22,4%
CETSA	11,4%	8,0%	11,5%	7,8%
CHEC	20,6%	15,4%	18,8%	13,9%
CODENSA	12,5%	8,1%	12,4%	8,2%
CARIBE	19,0%	19,9%	18,0%	19,9%
EBSA	17,2%	5,6%	16,4%	5,5%
EMCALI	16,6%	12,4%	19,3%	13,7%
ENERTOLIMA	20,9%	16,5%	18,4%	14,8%
EPM	13,5%	7,7%	13,7%	7,7%
EMSA	18,9%	15,9%	18,0%	14,7%
EPSA	14,2%	11,7%	11,0%	10,6%
ENERCA	29,2%	26,2%	25,9%	23,3%
EEC	20,6%	15,0%	19,6%	13,3%
ESSA	22,9%	18,7%	22,7%	19,1%
TOTAL	19,84%	15,97%	19,04%	14,98%

Fuente: Empresas

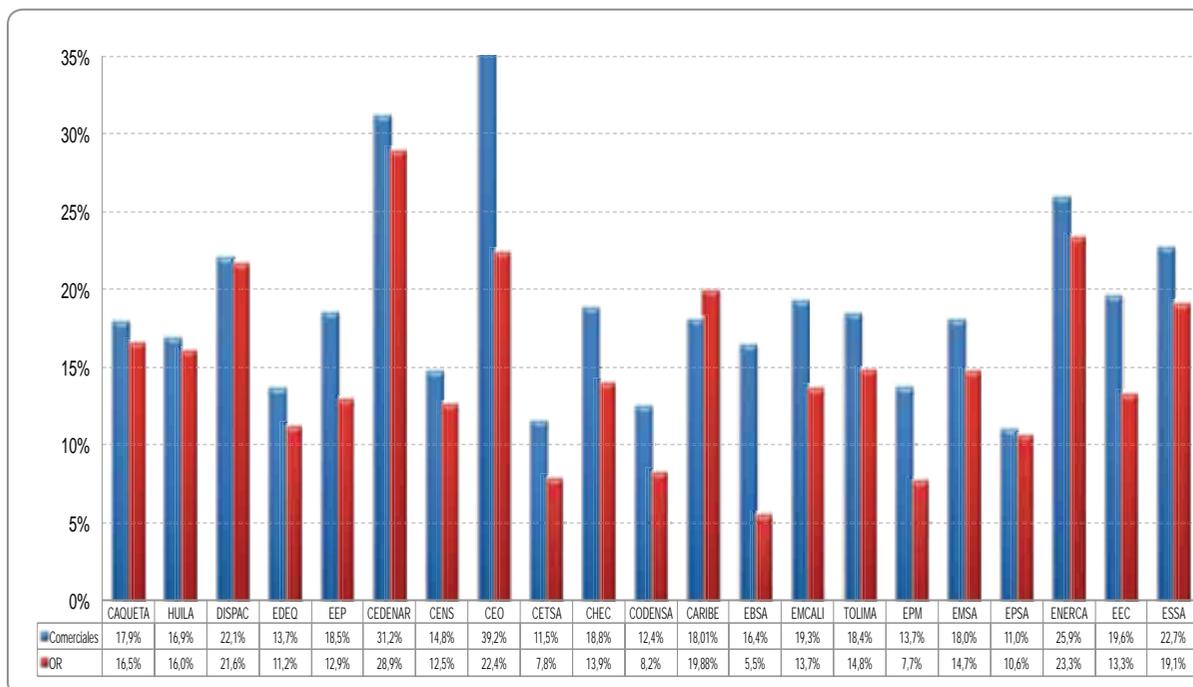
Las pérdidas del OR en promedio de estas empresas son de 15,9% para el 2009, el cual es un valor cercano al promedio nacional en el año 2009, que fue de 16,9%. En el año 2010, las pérdidas del OR disminuyeron a 14,9% respecto las de 2009, que fueron del orden de 15,9%.

Gráfico 2-18 Pérdidas Comerciales y del OR por Empresas a Diciembre de 2009



Fuente: Empresas

Gráfico 2-19. Pérdidas Comerciales y del OR por Empresas a Diciembre de 2010

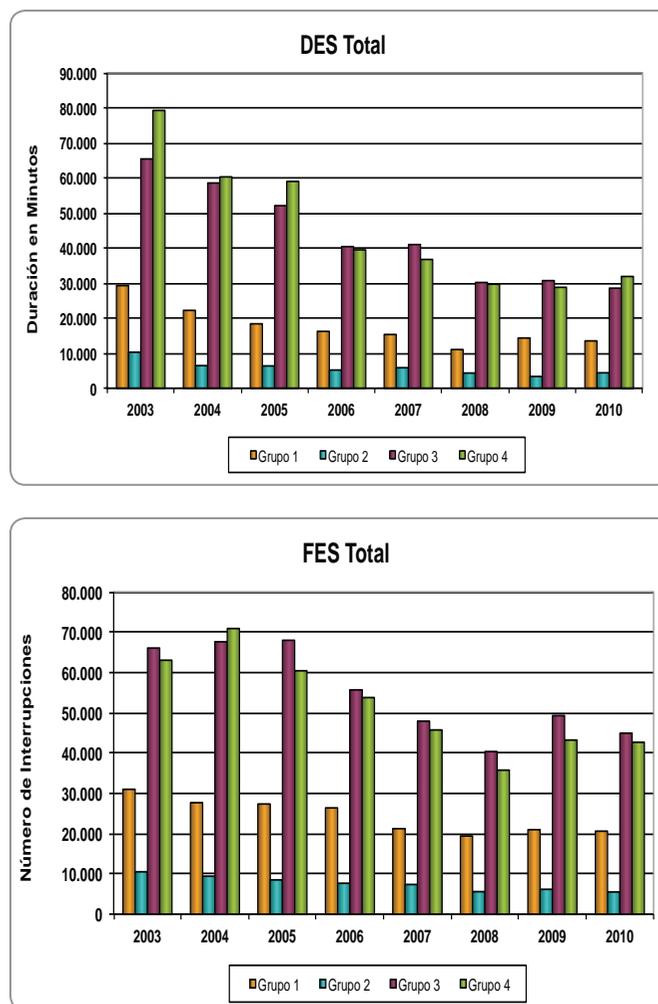


Fuente: Empresas

2.6. Calidad

La calidad del servicio se ha venido midiendo mediante dos indicadores que consideran el número de interrupciones (FES) en un período y la duración (DES) de las mismas. A continuación, se muestra la evolución de los índices consolidados DES y FES por grupo de calidad:

Gráfico 2-20. Evolución del DES y FES Consolidado 2003- 2010

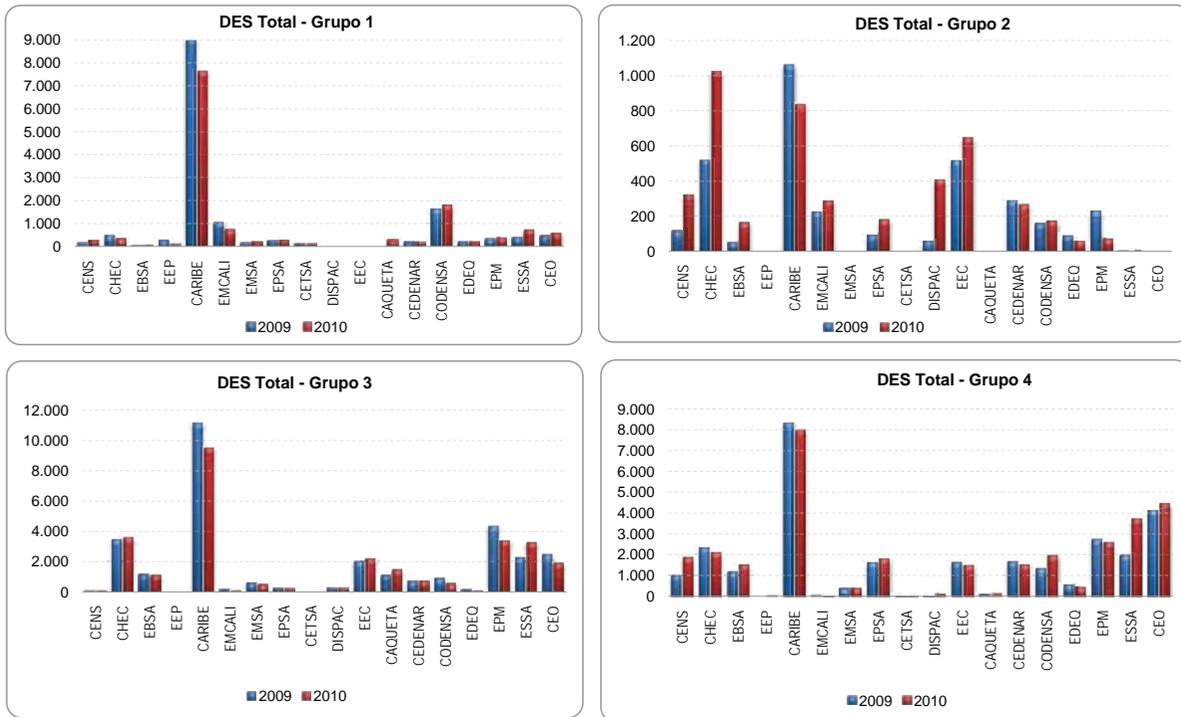


Fuente: Empresas, SSPD

Respecto a la evolución para el año 2009 y 2010 del índice DES, por medio del cual se mide la duración de las interrupciones, se evidencia en el acumulado total de las 17 empresas que reportaron información, una mejora en la calidad, con excepción de los Grupos 2 y 4 en el último año. En relación al índice FES, por medio del cual se mide el número de interrupciones, se presenta en el año 2010 una disminución en el número de interrupciones para todos los grupos.

Las siguientes gráficas muestran por empresa, la evolución del índice DES por grupo de calidad, para los años 2009 y 2010:

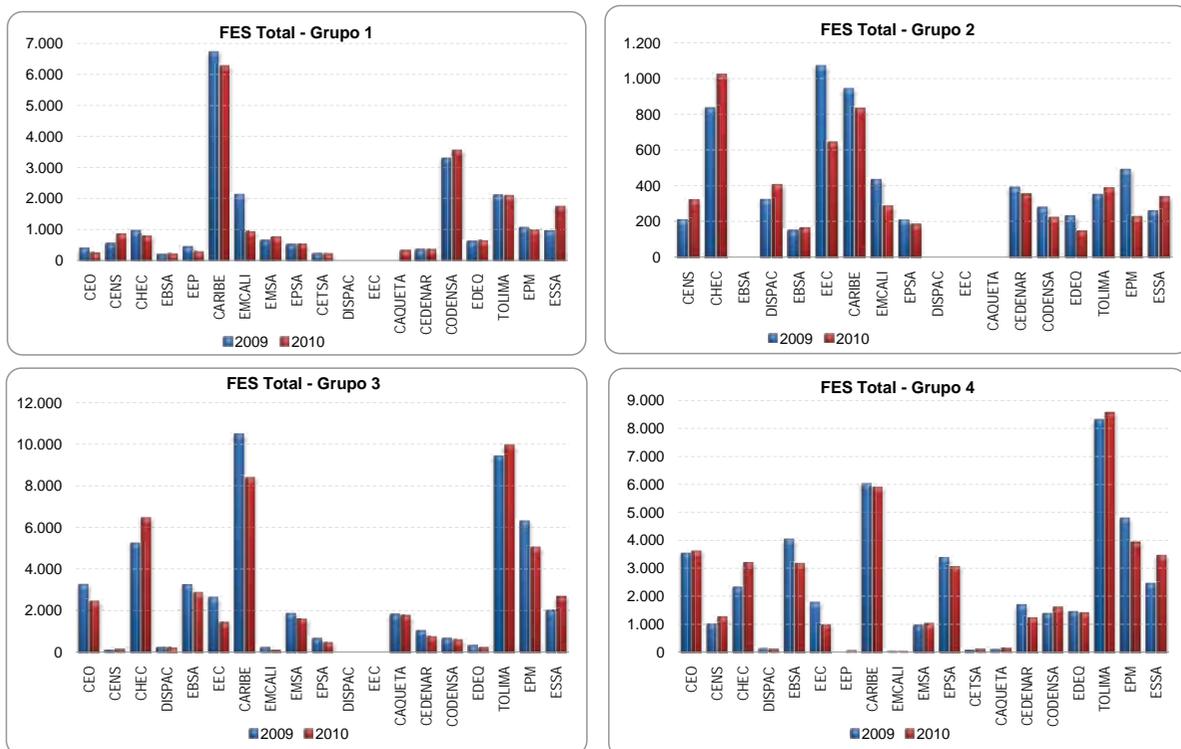
Gráfico 2-21. DES en Minutos por Grupo de Calidad y por Empresa 2009 y 2010



Fuente: Empresas

Respecto a la evolución para el año 2009 y 2010 del índice FES que mide el número de interrupciones, se muestra en los siguientes gráficos:

Gráfico 2-22. FES en Número de Interrupciones por Grupo de Calidad y por Empresa 2009 y 2010



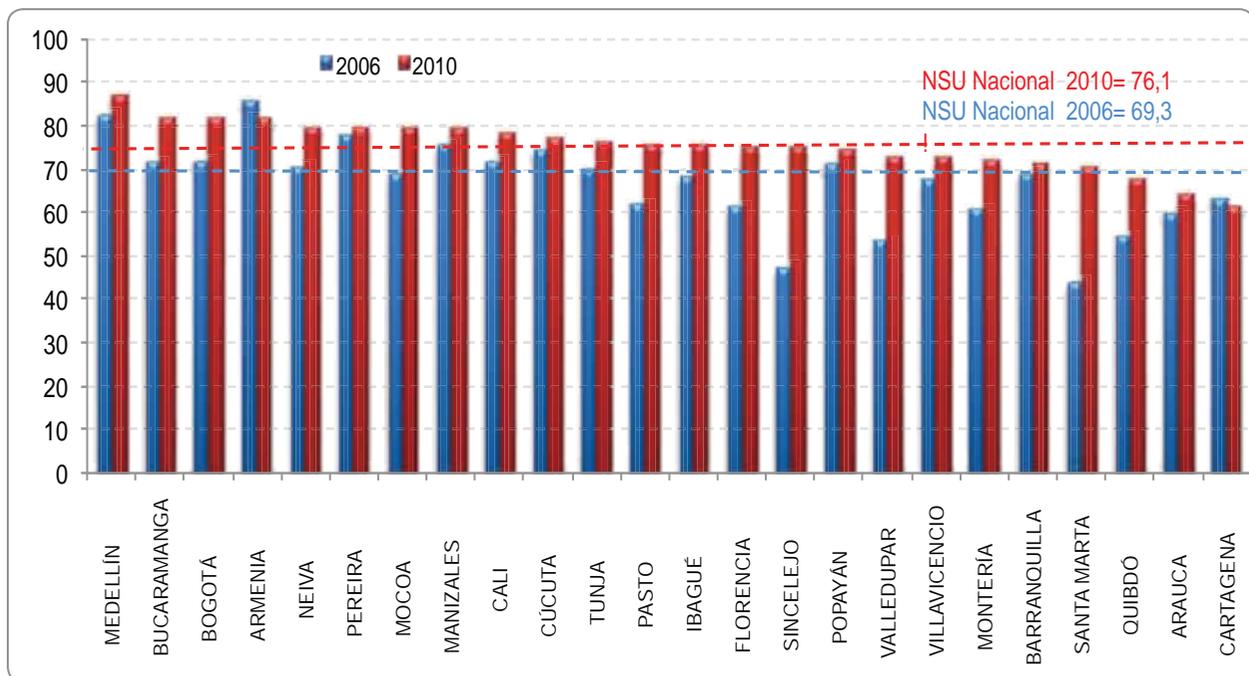
Fuente: Empresas

Cabe anotar que el presente esquema de DES y FES regirá hasta cuando entre en firme la nueva metodología definida en la Resolución CREG 097 de 2008, que aplica para algunas empresas desde finales de 2010 y para otras a partir del año 2011. En el nuevo esquema se plantean incentivos y compensaciones al Operador de Red, que le permitirán reducir o incrementar su cargo de distribución según el desempeño en calidad, estableciendo compensaciones al usuario peor servido.

Nivel de Satisfacción del Usuario- NSU

En el siguiente gráfico se muestra comparativamente para los años 2006 y 2010, los NSU por ciudad para el servicio de energía eléctrica, incrementándose la satisfacción del servicio en el 2010 que ascendió a 76,1 respecto la prestada en el año 2006 que fue del orden de 69,3, lo que demuestra que los usuarios han percibido mejoras en el servicio, en términos de calidad, atención y precios, entre otros atributos de la actividad.

Gráfico 2-23. NSU por Ciudad 2006 y 2010



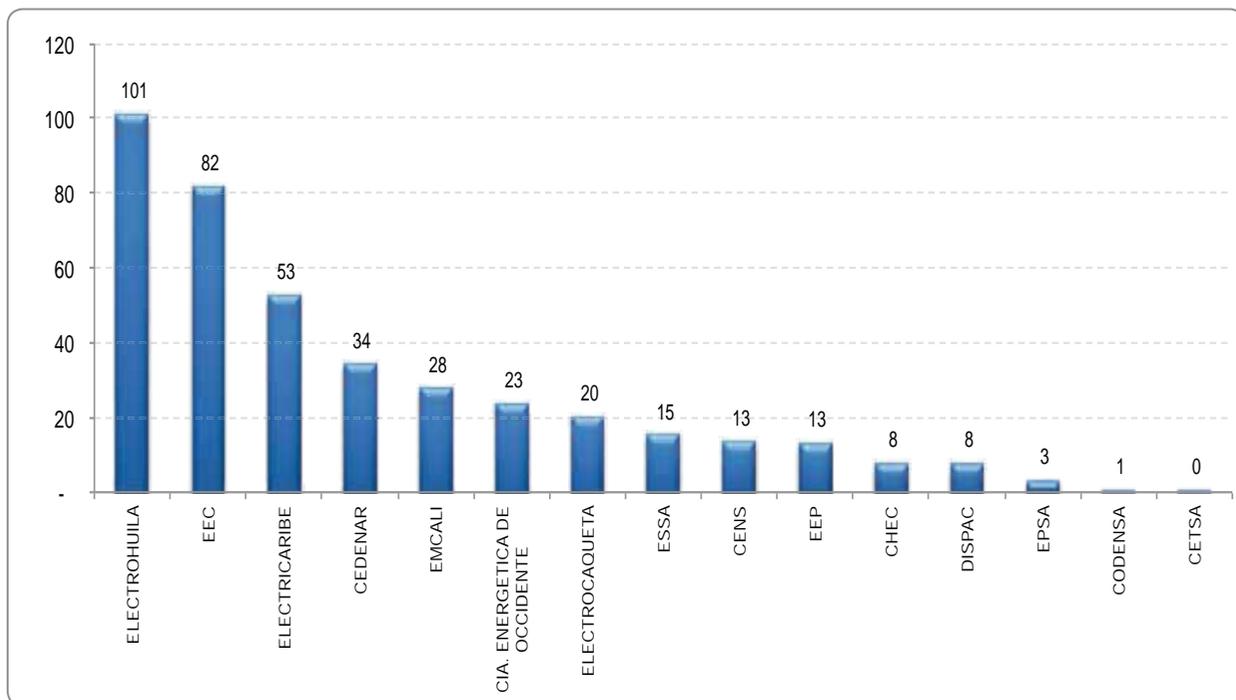
Fuente: SSPD

Con respecto al 2006²⁴, en 2010 solo dos ciudades (Cartagena y Armenia) de las 24 analizadas desmejoraron su NSU. Por otra parte, Sincelejo y Santa Marta son las ciudades con mayores mejoramientos en el NSU.

En este mismo sentido, otro de los indicadores utilizados para la medición de la calidad del servicio eléctrico, consiste en las peticiones, quejas y reclamos (PQRs) que reciben las empresas por cada 10.000 facturas, los cuales se muestran en la siguiente gráfica, para el año 2010:

²⁴ El estudio de NSU realizado por la SSPD durante el II Semestre de 2006, presentó que el usuario da mayor peso a la continuidad del servicio que a la atención prestada, lo cual es corroborado por la información de reclamación del SUI en cuanto a que la falla en la prestación del servicio es la causa más frecuente.

Gráfico 2-24. PQRs por Cada 10.000 Facturas



Fuente: SSPD

Se observa que las empresas con mayor número de PQRs por cada 10.000 facturas son ELECTROHUILA con 101 PQRs, EEC con 82 y ELECTRICARIBE con 53 PQRs.

2.7. Costos de Administración, Operación y Mantenimiento (AOM)

Los costos de AOM continúan representando un rubro muy importante en la estructura de costos de los Operadores de Red.

En la siguiente tabla se indica para cada OR, el porcentaje promedio de AOM gastado por las empresas y Remunerado por la CREG durante el período 2004-2007; el AOM de referencia²⁵ reconocido a las empresas por la CREG para el período 2008-2009 y el porcentaje de AOM de referencia (PAOM_{j, ref}) que se reconoció en el 2010, en función de la calidad y de los costos realmente causados por las empresas. Cabe anotar que a partir del 2010 y hasta cuando culmine la metodología vigente, se ajustará anualmente el AOM con base en las mejoras/desmejoras en calidad y eficiencia en costos.

²⁵ El valor de AOM_{ref} se calcula como la semisuma entre el valor promedio del AOM gastado por cada OR durante el período 2004-2007 y el valor anual del AOM reconocido a cada OR en ese mismo período.

Tabla 2.9. AOM Gastado, Remunerado y de Referencia por Empresa 2004-2010

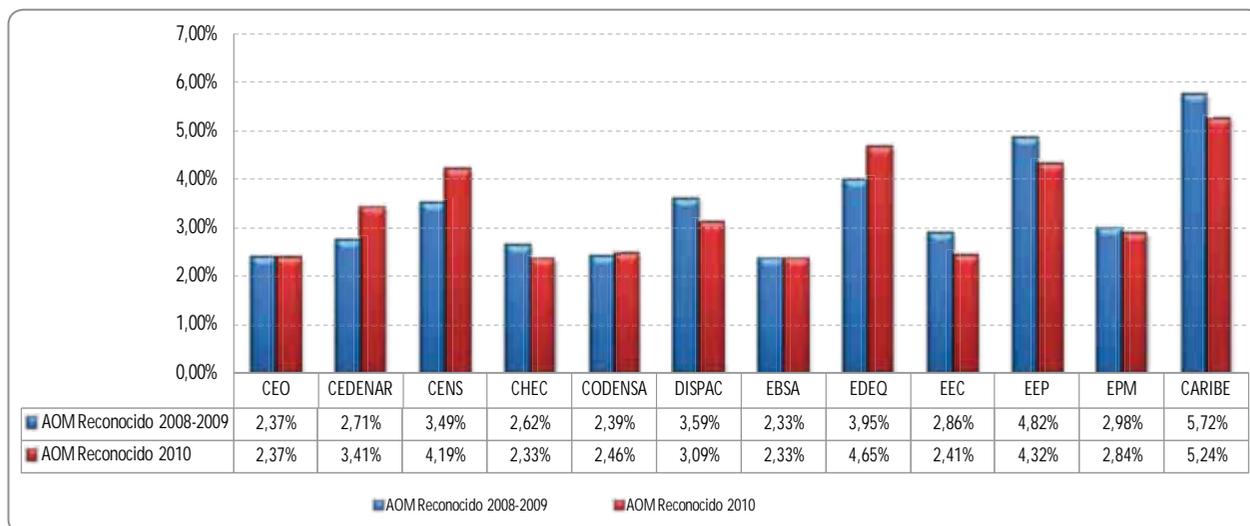
% PROMEDIO AOM GASTADO Y AOM REMUNERADO (04-07)			% AOM RECONOCIDO (08-09)	% AOM RECONOCIDO 2010
EMPRESA	PAOMGJ,04	PAOMRJ, 04	AOM Referencia (PAOMj, ref)	PAOM Referencia (PAOMj, ref)
CEO	2,37%	2,37%	2,37%	2,37%
CEDENAR	3,20%	2,23%	2,71%	3,41%
CENS	4,67%	2,30%	3,49%	4,19%
CHEC	3,20%	2,04%	2,62%	2,33%
CODENSA	2,63%	2,16%	2,39%	2,46%
DISPAC	5,34%	1,84%	3,59%	3,09%
EBSA	2,32%	2,34%	2,33%	2,33%
EDEQ	5,10%	2,79%	3,95%	4,65%
EEC	3,78%	1,95%	2,86%	2,41%
EEP	6,25%	3,39%	4,82%	4,32%
EPM	3,26%	2,71%	2,98%	2,84%
CARIBE	6,91%	4,53%	5,72%	5,24%
CAQUETA	2,73%	2,74%	2,58%	2,08%
HUILA	3,31%	1,91%	2,61%	2,61%
ENELAR	2,45%	2,75%	2,60%	2,10%
ENERCA	3,71%	3,74%	3,72%	3,22%
EMCALI	4,43%	2,41%	3,42%	2,92%
EMSA	3,06%	2,23%	2,65%	3,23%
TOLIMA	2,59%	2,73%	2,66%	3,36%
EPSA	2,76%	2,10%	2,71%	2,68%
ESSA	3,95%	1,78%	2,86%	3,56%
EEBPTMY	1,07%	3,16%	2,12%	
EEPTMY	5,15%	2,75%	3,95%	
CETSA	2,63%	3,06%	2,84%	2,74%

Fuente: CREG, Empresas

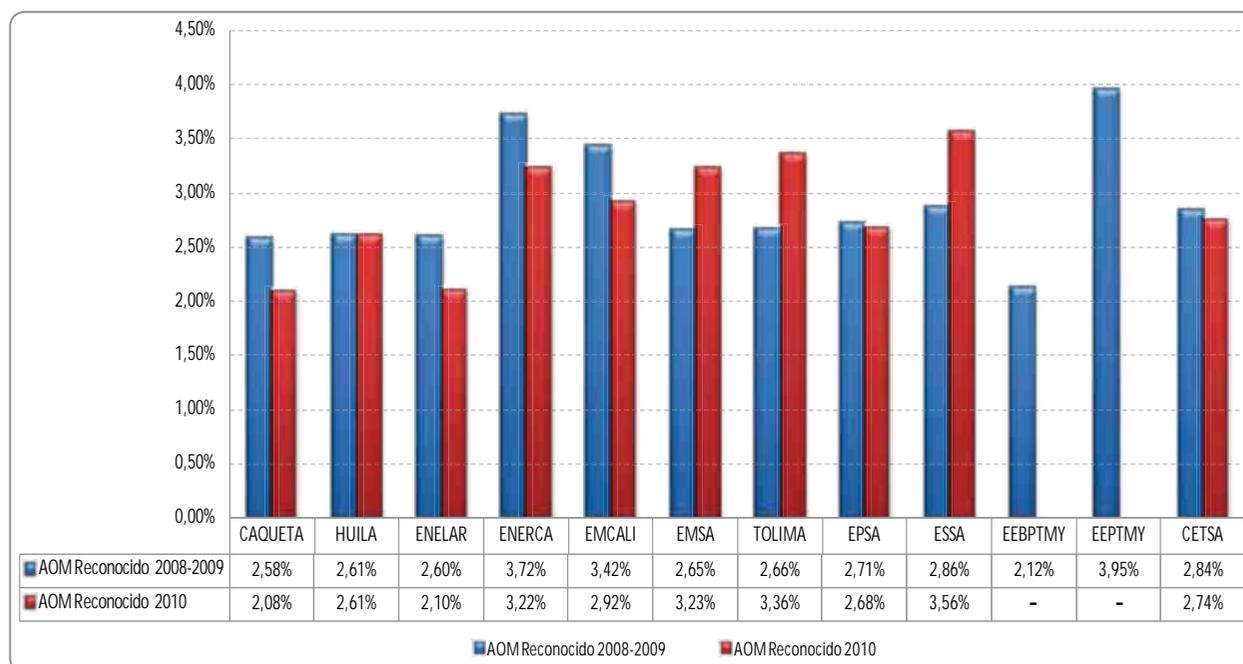
Particularmente, las variaciones en el porcentaje de AOM reconocido para el período 2010 respecto a los años 2008-2009, se explican ante situaciones de desmejoras o mejoras en la calidad, así como de incrementos o disminuciones en los costos, según información auditada.

En la siguiente gráfica, se muestran comparativamente los porcentajes de gastos AOM reconocidos durante el período 2008-2009 y 2010.

Gráfico 2-25. AOM Reconocido por Empresa 2008-2009 y 2010



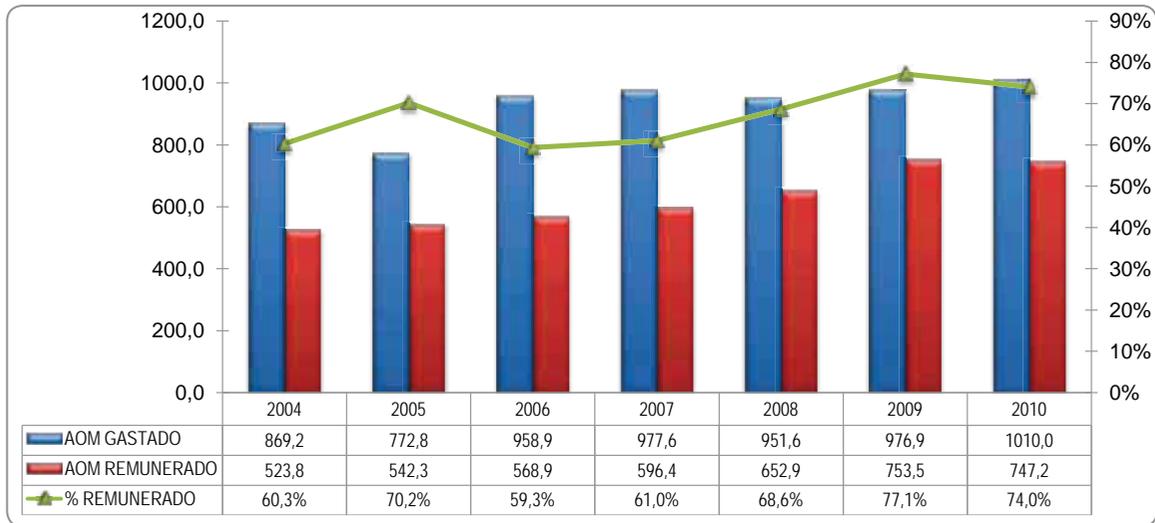
Fuente: CREG y Empresas



Fuente: CREG y Empresas

En términos de la evolución de los costos remunerados y los realmente incurridos durante el período 2004-2010, se muestran en la siguiente gráfica dichos montos consolidados para un grupo de 19 empresas:

Gráfico 2-26. Costos AOM Remunerados y Gastados por las Empresas 2004-2010
(Cifras en Miles de Millones de Pesos Constantes de Diciembre de 2010)



Fuente: Empresas

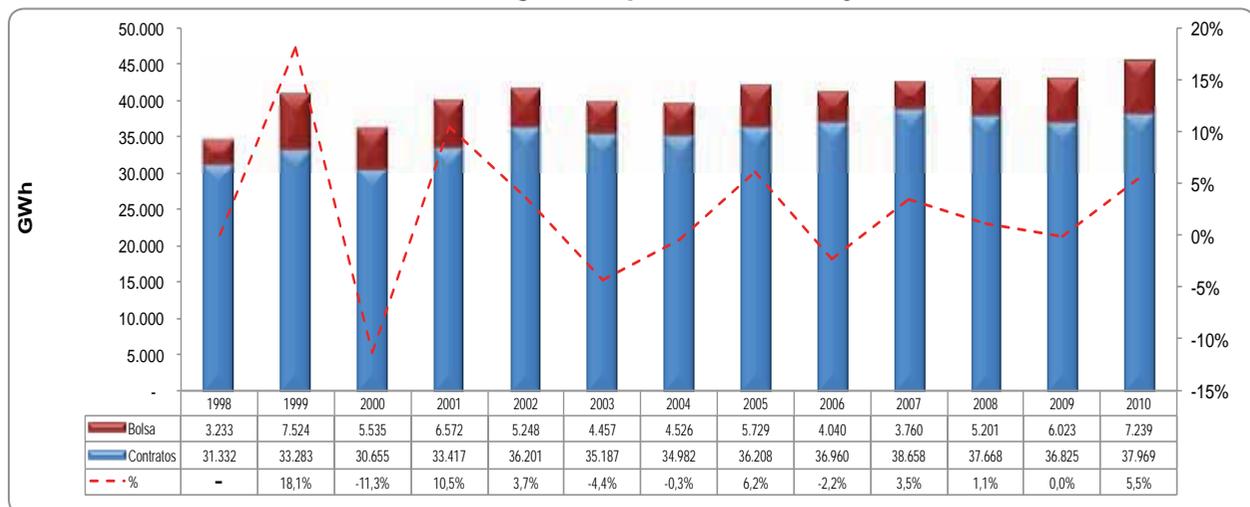
Como se observa, los costos de AOM en los cuales incurrieron las empresas, durante el período 2004-2010, han sido superiores a los costos de AOM reconocidos por la CREG, oscilando dicho porcentaje de remuneración entre un 59,3% y un 77,1% de lo realmente gastado.

2.8. Energía Comprada

La energía total comprada por las 24 empresas analizadas mediante contratos y/o en bolsa, para atender su mercado regulado y no regulado, se incrementó de 35 mil GWh en 1998 a 45 mil GWh en 2010, presentándose una tasa de crecimiento promedio anual del orden de 2,3% durante el periodo comprendido entre 1998 y 2010.

En la siguiente gráfica se indica la cantidad de energía comprada en el Mercado Mayorista de Energía, mediante contratos y bolsa para el consolidado de las 24 empresas:

Gráfico 2-27. Energía Comprada en Bolsa y Contratos



Fuente: XM – Neón

A continuación, se indica la cantidad de energía comprada por cada una de las empresas y el porcentaje que éstas adquirieron mediante contratos.

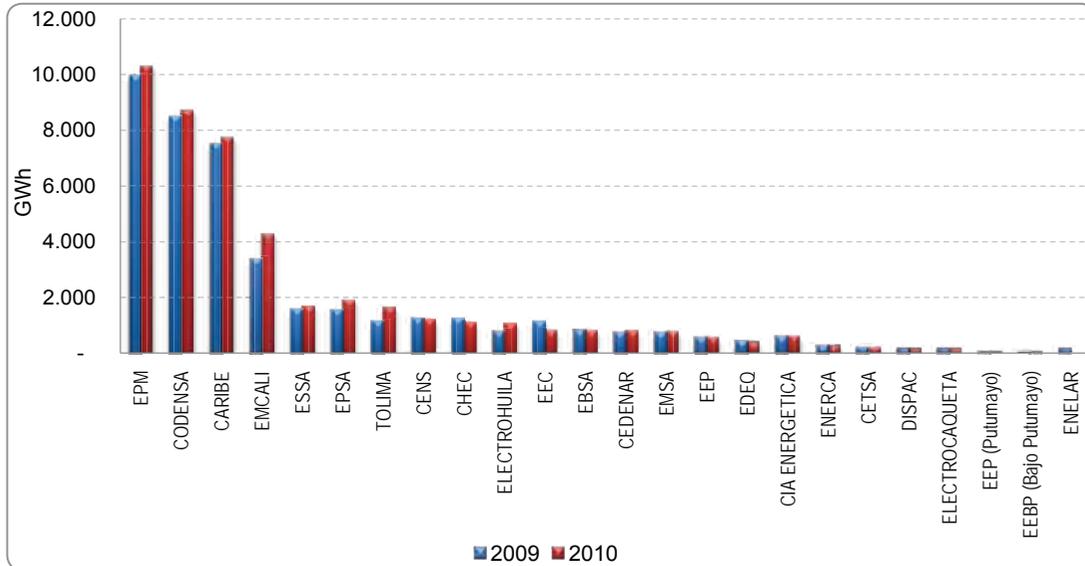
Tabla 2.10. Energía Comprada en Contratos por Empresa 1998 y 2010

EMPRESA	1998		2009		2010	
	ENERGIA COMPRADA (GWH)	% CONTRATOS	ENERGIA COMPRADA (GWH)	% CONTRATOS	ENERGIA COMPRADA (GWH)	% CONTRATOS
EPM	6.443	100%	9.966	95%	10.300	91%
CODENSA	10.381	99%	8.511	89%	8.720	91%
ELECTRO COSTA - CARIBE	3.142	57%	7.511	90%	7.747	83%
EMCALI	4.395	74%	3.367	47%	4.251	51%
ESSA	1.362	99%	1.560	82%	1.661	86%
EPSA	1.405	100%	1.537	85%	1.880	88%
ELECTROTOLIMA - ENERTOLIMA	874	90%	1.120	94%	1.632	84%
CENS	1.018	99%	1.231	95%	1.182	91%
CHEC	1.190	97%	1.237	84%	1.087	96%
ELECTROHUILA	534	84%	776	88%	1.057	92%
EEC	529	96%	1.132	62%	814	91%
EBSA	1.010	96%	816	91%	806	61%
CEDENAR	677	83%	733	88%	792	94%
EMSA	455	100%	753	71%	782	73%
EEP	-	-	542	92%	564	83%
EDEQ	380	89%	418	99%	410	82%
CEDELCA - CIA. ENERGÍA DE OCCIDENTE	449	73%	572	70%	593	48%
ENERCA	-	-	260	88%	279	61%
CETSA	103	100%	211	99%	212	98%
DISPAC	-	-	169	61%	174	79%
ELECTROCAQUETA	113	89%	174	91%	170	72%
EEP (Putumayo)	-	-	46	100%	51	94%
EEBP (Bajo Putumayo)	-	-	42	100%	45	100%
ENELAR	106	65%	164	83%	-	-
TOTAL	34.565	90,6%	42.848	85,9%	45.208	84,0%

Fuente: XM – Neón

En la siguiente gráfica, se observa el total de energía comprada por un grupo representativo de empresas durante el año 2009 y 2010:

Gráfico 2-28. Total Energía Comprada por Empresa 2009 y 2010

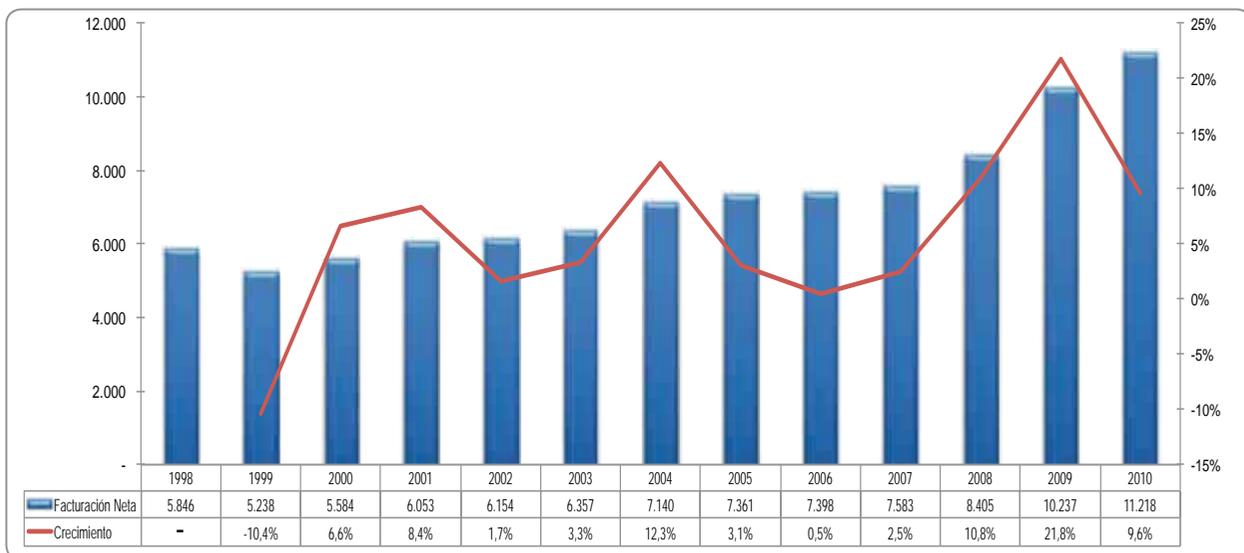


Fuente: XM – Neón

2.9. Facturación

Durante el periodo comprendido entre 1998 y 2010, con excepción de 1999, la facturación²⁶ de las empresas distribuidoras-comercializadoras ha registrado tasas de crecimiento anuales positivas, como se analiza en la siguiente gráfica:

Gráfico 2-29. Evolución de la Facturación Neta (Miles de millones de \$ constantes de diciembre de 2010)



Fuente: CREG, SUI, Empresas

²⁶La facturación corresponde al Costo Unitario de Prestación del Servicio facturadas por las empresas como comercializadoras de energía eléctrica.

Las 24 empresas analizadas facturaron 11.2 billones de pesos en el año 2010, mientras que en el año 2009 facturaron 10.2 billones de pesos, registrándose un crecimiento del 9,6%. En la siguiente tabla se indica la evolución de la facturación por empresa para los años 1998 y 2010:

Tabla 2.11. Facturación por Empresa 1998 y 2010
(Cifras en Millones de Pesos Constantes de Diciembre de 2010)

PARTICIPACIÓN EN EL TOTAL DE LA FACTURACIÓN						
EMPRESA	1998		2009		2010	
	FACTURACIÓN	%	FACTURACIÓN	%	FACTURACIÓN	%
CEDELCA/CEO	62.105	1,1%	92.080	0,9%	103.516	0,9%
CEDENAR	79.763	1,4%	135.725	1,3%	169.122	1,5%
CENS	178.664	3,1%	319.024	3,1%	344.842	3,1%
CETSA	27.689	0,5%	49.330	0,5%	50.922	0,5%
CHEC	189.247	3,2%	281.874	2,8%	301.652	2,7%
CODENSA	1.491.757	25,5%	2.102.298	20,5%	2.302.660	20,5%
DISPAC		0,0%	38.858	0,4%	46.924	0,4%
EBSA	79.129	1,4%	206.830	2,0%	173.294	1,5%
EDEQ	67.405	1,2%	116.102	1,1%	127.524	1,1%
EEC	94.288	1,6%	215.815	2,1%	231.023	2,1%
EEP	77.582	1,3%	113.478	1,1%	133.160	1,2%
ELECTRICARIBE - ELECTROCOSTA	1.121.040	19,2%	2.410.714	23,5%	2.652.720	23,6%
ELECTROCAQUETA	19.069	0,3%	38.132	0,4%	43.548	0,4%
ELECTROHUILA	100.365	1,7%	162.045	1,5%	161.119	1,4%
ENERTOLIMA - ELECTROLIMA	146.993	2,5%	247.737	2,4%	280.497	2,5%
EMCALI	606.389	10,4%	677.744	6,6%	735.533	6,6%
EMSA	87.888	1,5%	175.614	1,7%	211.212	1,9%
ENELAR*	19.757	0,3%	45.865	0,4%	45.865	0,4%
ENERCA		0,0%	50.923	0,5%	57.752	0,5%
EPM	902.419	15,4%	1.932.478	18,9%	2.118.378	18,9%
EPSA	247.548	4,2%	368.309	3,6%	411.130	3,7%
ESSA	244.866	4,2%	436.156	4,3%	491.755	4,4%
EEBPTMY (Bajo Putumayo)		0,0%	11.687	0,1%	15.446	0,1%
EEPTM (Putumayo)*	2.474	0,0%	8.767	0,1%	8.767	0,1%
TOTAL	5.846.437	100,0%	28.715.072	100,0%	11.218.358	100,0%

* Información 1999 en lugar de 1998

Fuente: CREG, SUJ, Empresas

En concordancia con las empresas que concentran el mayor número de usuarios, éstas también son las que mayor facturación registraron tanto en 1998 como en el 2010, a saber: CODENSA, ELECTRICARIBE y EPM. Mientras que en 1998 estas empresas participaban con el 60% en la facturación total, en el 2010 concentran el 63%.

En el siguiente gráfico, se muestra la distribución de la facturación por sectores para los años 1998 y 2010:

Gráfico 2-30. Distribución de la Facturación por Sectores 1998 y 2010

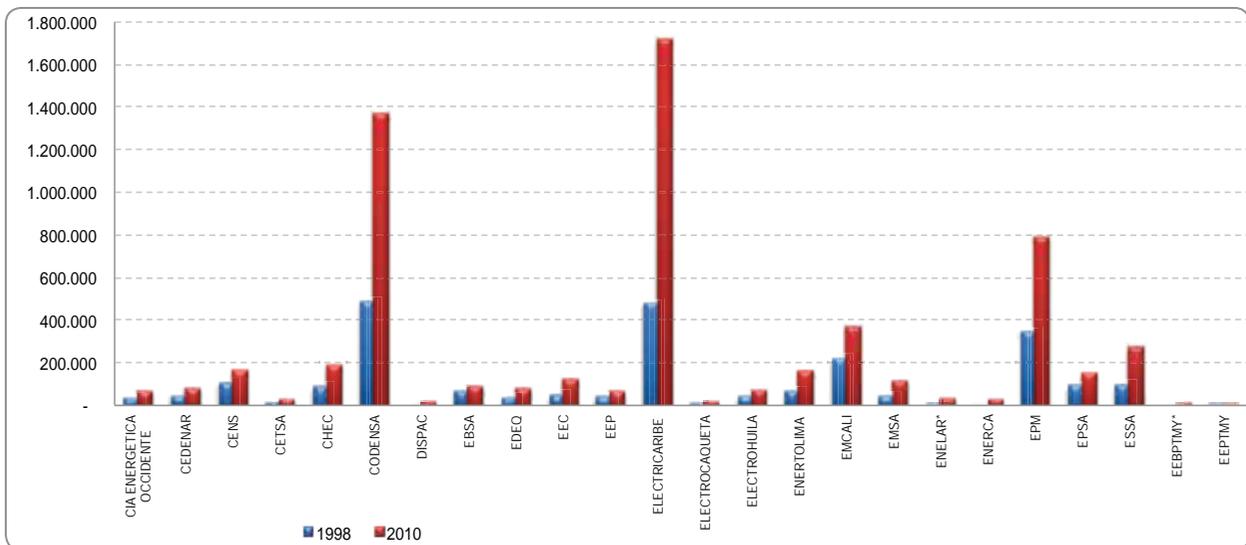


Fuente: CREG, SUI, Empresas

Se evidencia en las anteriores gráficas la evolución y dinamismo de los diferentes sectores de consumo en la facturación de las empresas distribuidoras-comercializadoras. En el año 2010, el sector residencial aumentó su participación en la facturación total, pasando de un 38% en 1998 a un 54% en 2010. Por otra parte, el sector industrial disminuyó su participación a la mitad aproximadamente, pasando de 29% en 1998 a 13% en 2010. Gran parte de la facturación de las empresas se encuentra jalonada, actualmente, por la demanda y facturación del sector residencial, ya que los usuarios no regulados pertenecientes al sector industrial y comercial se encuentran atendidos por los generadores-comercializadores y comercializadores puros.

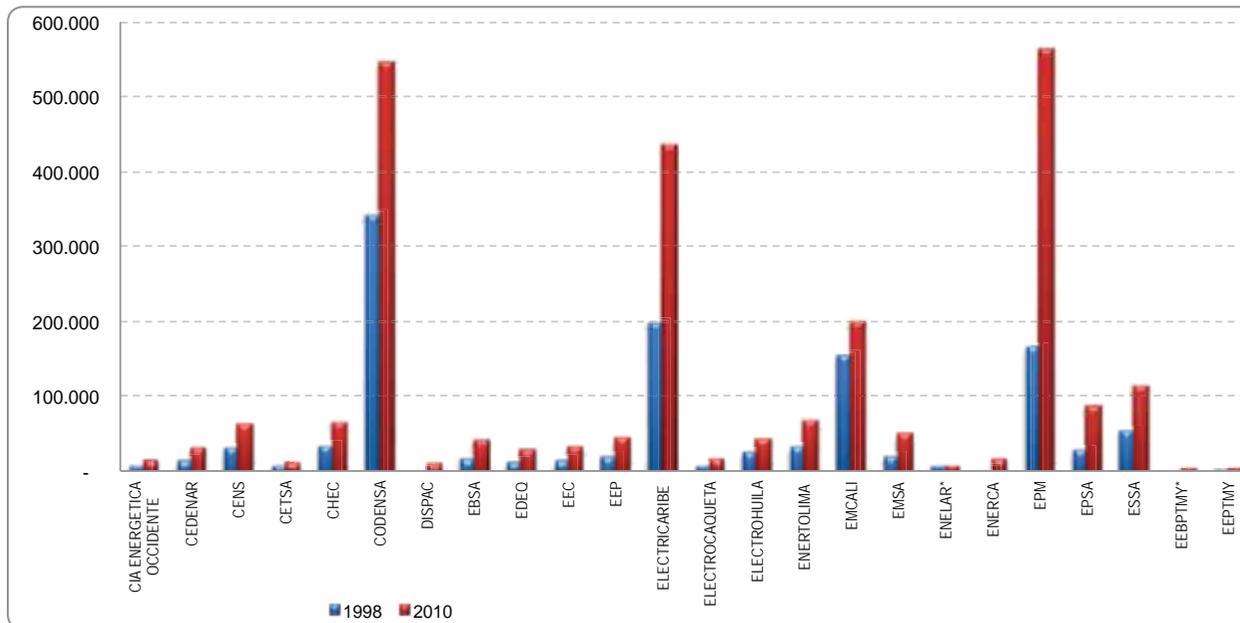
En las siguientes gráficas, se muestra lo facturado por parte de cada una de las empresas en los sectores residencial, comercial e industrial en 1998 y 2010, respectivamente:

Gráfico 2-31. Facturación Residencial por Empresa (Cifras en Millones de Pesos Constantes de Diciembre de 2010)



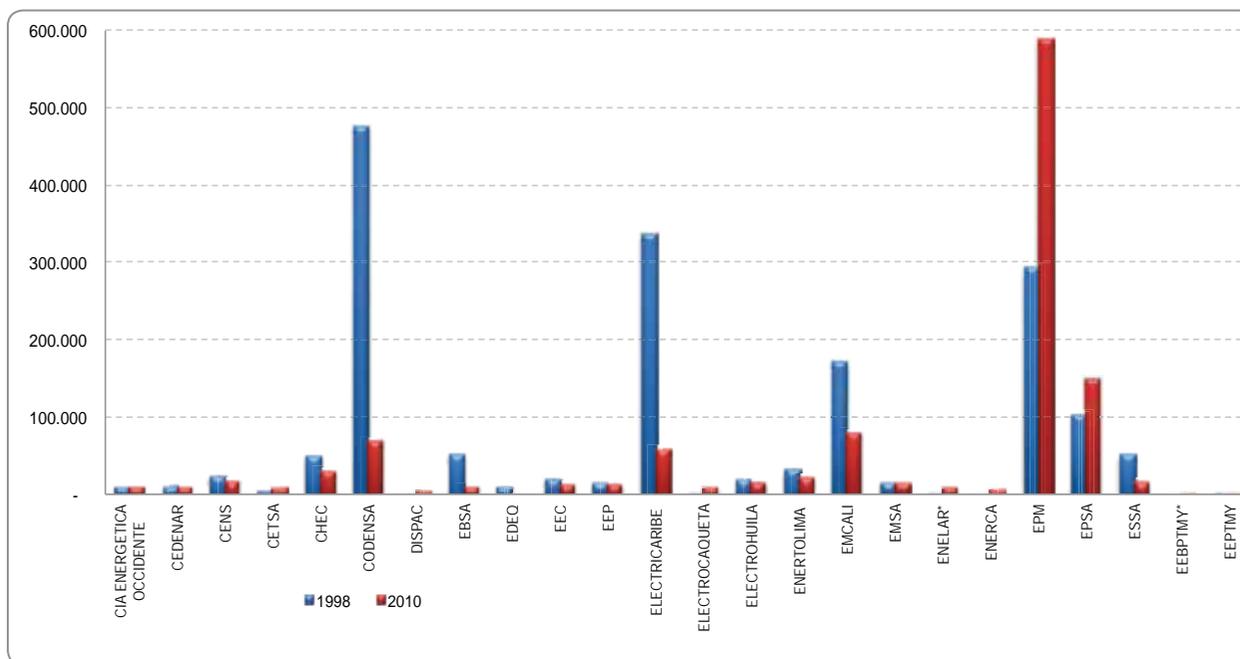
*Información 2009 en lugar de 2010
Fuente: Empresas, CREG y SUI

Gráfico 2-32. Facturación Comercial por Empresa
(Cifras en Millones de Pesos Constantes de Diciembre de 2010)



*Información 2009 en lugar de 2010
Fuente: Empresas, CREG y SUI

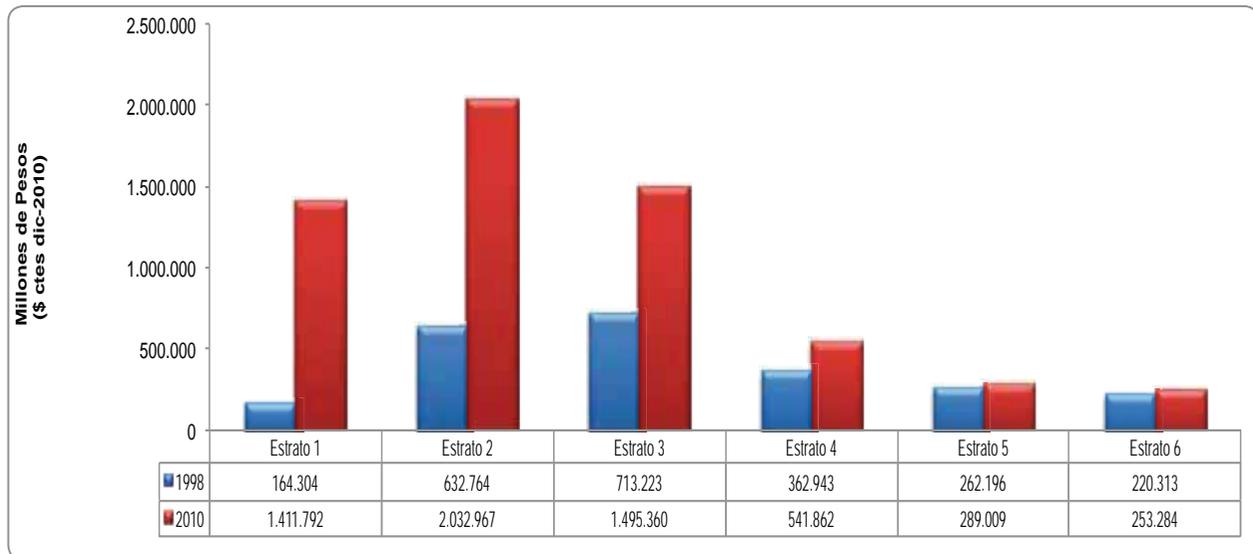
Gráfico 2-33. Facturación Industrial por Empresa
(Cifras en Millones de Pesos Constantes de Diciembre de 2010)



*Información 2009 en lugar de 2010
Fuente: Empresas, CREG y SUI

En relación a la facturación por estrato en el sector residencial, se presenta en la siguiente gráfica dicha evolución para los años 1998 y 2010:

**Gráfico 2-34. Facturación por Estratos Sector Residencial 1998 y 2010
(Cifras en Millones de Pesos Constantes de Diciembre de 2010)**



Fuente: Empresas - CREG, SUI

En el año 1998, los estratos 1, 2 y 3 facturaron el 64% del sector residencial, mientras que en el año 2010 estos mismos estratos facturaron el 82% del total del sector residencial.

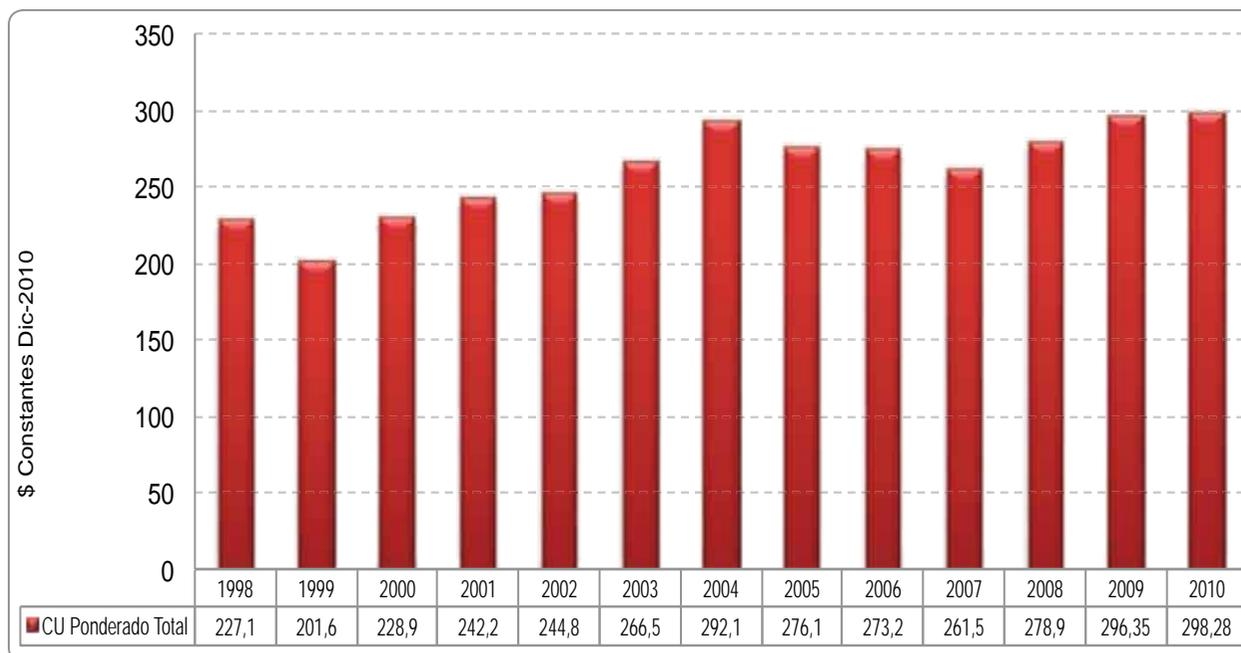
2.10. Costos Unitarios

A partir de febrero de 2008 entró en vigencia la nueva fórmula tarifaria establecida en la Resolución CREG 119 de 2007, para el cálculo de la prestación del servicio de energía eléctrica a todos los usuarios regulados, presentándose variaciones en el comportamiento de los componentes tarifarios (2009-2010), ante el efecto de algunas variables reguladas y otras exógenas al distribuidor-comercializador. Lo anterior, además de la implementación de otros aspectos regulatorios contenidos en la metodología de remuneración de la actividad de distribución contenida en la Resolución CREG 097 de 2008, entre otros, que inciden en el CU como se explica a continuación.

- **Generación:** Traslado a los usuarios los costos de compras de energía del mes anterior para reflejar de manera más oportuna e inmediata el comportamiento de las variables fundamentales que inciden en la formación del precio.
- **Costo de las Restricciones:** El costo de las restricciones se vio afectado por las condiciones de hidrología del sistema.
- **Cargos por Uso de Distribución:** Aprobación de los nuevos cargos por uso de distribución y cargos unificados en las áreas de distribución creadas.

Bajo este contexto, se muestra la evolución del Costo Unitario Promedio Ponderado de prestación del servicio para el período 1998-2010²⁷:

**Gráfico 2-35. CU Promedio Ponderado Nacional (\$/kWh)
(Cifras en Pesos Constantes de diciembre de 2010)**



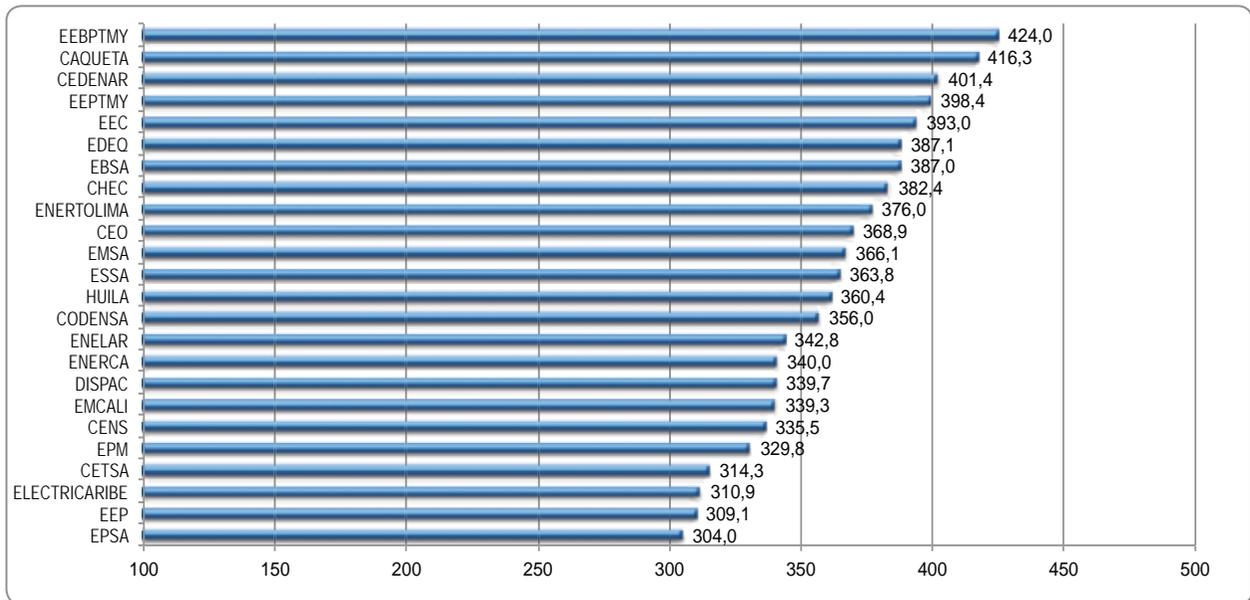
Fuente: CREG (1998-2006) y SSPD- Boletín Tarifario (2007-2010)

Como se observa en la anterior gráfica, el CU promedio presenta una tendencia incremental hasta el 2004, luego disminuye durante el 2005-2007 y a partir del 2008 se registran incrementos.

A continuación se muestra un comparativo a nivel nacional del Costo Unitario de Prestación de Servicio o tarifa correspondiente al Estrato 4 Residencial, a diciembre de 2010, sin considerar el efecto de los cargos de las Áreas De Distribución -ADD y subsidios y contribuciones:

²⁷El Costo unitario ponderado en este documento se calcula como el promedio ponderado del costo unitario medio de cada nivel de tensión.

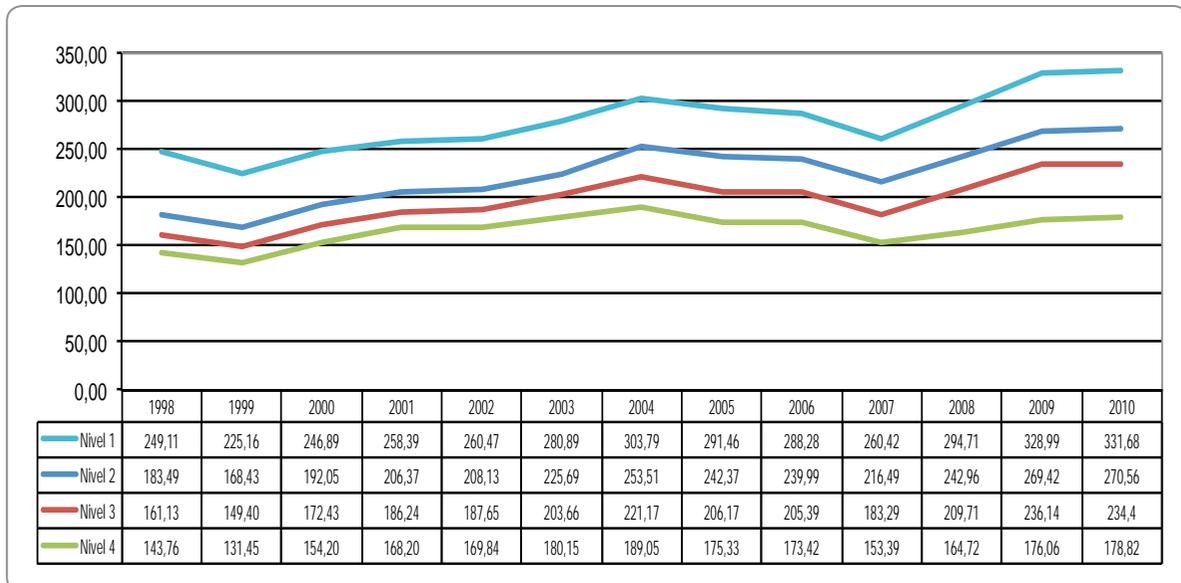
Gráfico 2-36. CU Estrato 4 Comparativo Nacional 2010 (\$/kWh)
(Cifras en Pesos Constantes de Diciembre de 2010)



Fuente: SSPD. Boletín tarifario

En la siguiente gráfica, se presenta la evolución del Costo Unitario Promedio por Nivel de Tensión:

Gráfico 2-37. Evolución del Costo Unitario Promedio Ponderado por Nivel de Tensión 1998-2010 (\$/kWh)

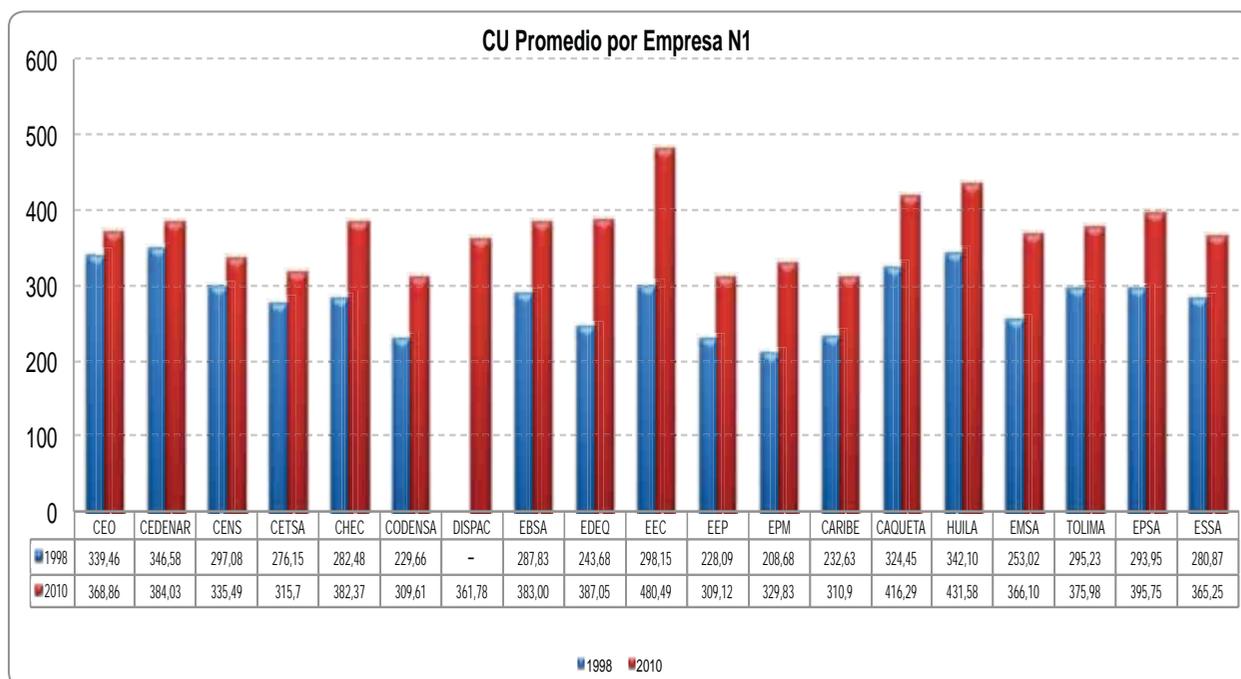


Fuente: CREG (1998-2006) y SSPD- Boletín Tarifario (2007-2010)

Se observa que en el año 1998 la relación entre el CU promedio en el Nivel 1 y el CU promedio en el Nivel 4 era de 1,73 mientras que en el año 2010 esta relación es de 1,85, lo cual indica que ha crecido más, en este período, el CU del Nivel 1 que el del Nivel 4

En las siguientes gráficas se muestra comparativamente la evolución del Costo Unitario de los niveles de tensión 1, 2, 3 y 4, para los años 1998 y 2010²⁸, sin tener en cuenta los efectos de la unificación de los cargos de las ADD:

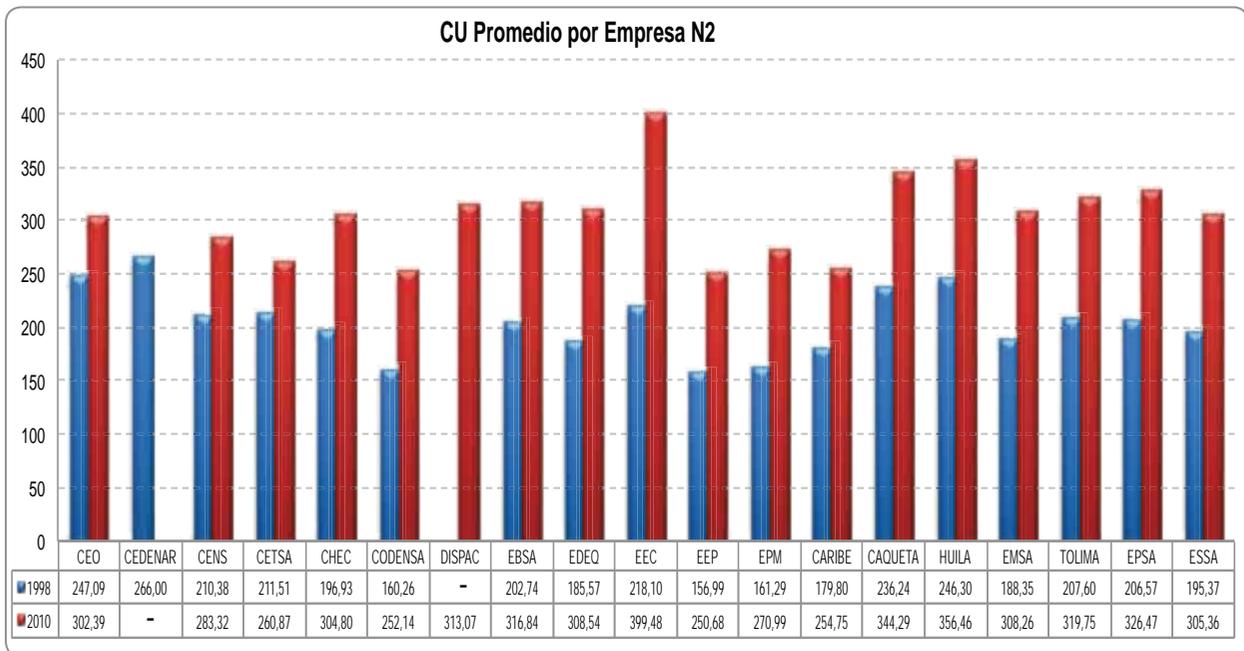
Gráfico 2-38. CU Promedio por Empresas Nivel 1 1998 y 2010
(Cifras en Pesos Constantes de Diciembre de 2010)



Fuente: Empresas

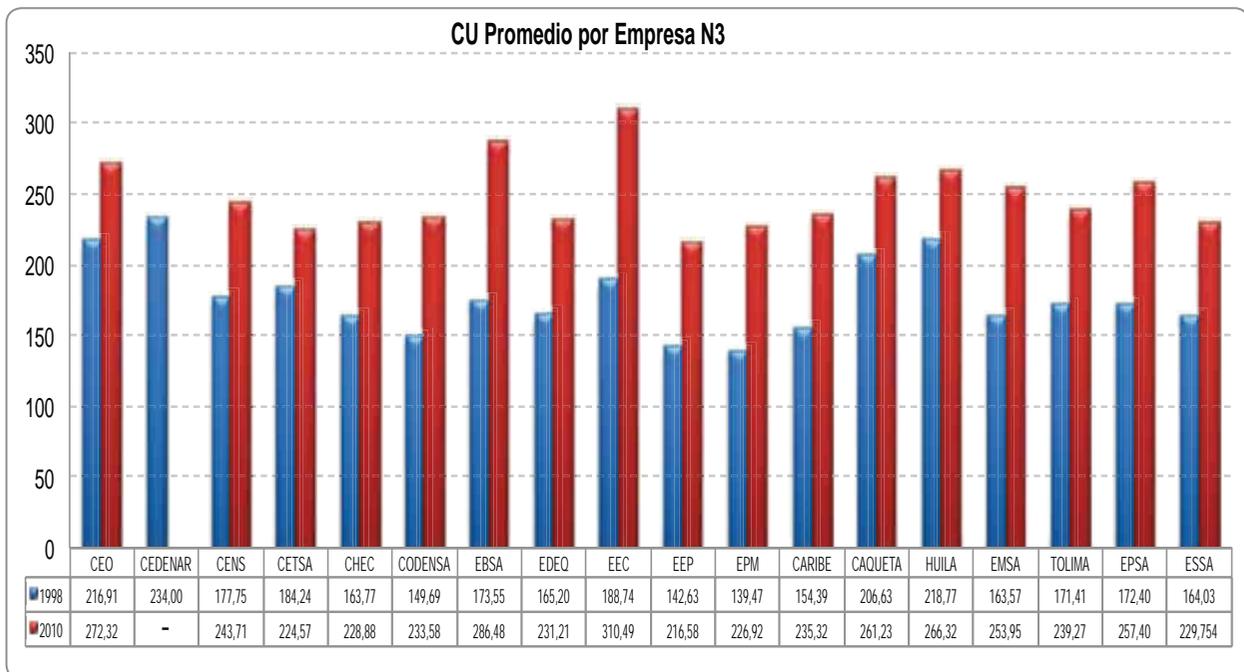
²⁸ Los CU para los años 1998 y 2010, corresponde a las tarifas publicadas a Diciembre de 1998 (En pesos constantes de 2010), así como las publicadas a Diciembre de 2010 y no al promedio de doce meses.

Gráfico 2-39. CU Promedio por Empresas Nivel 2 1998 y 2010
(Cifras en Pesos Constantes de Diciembre de 2010)



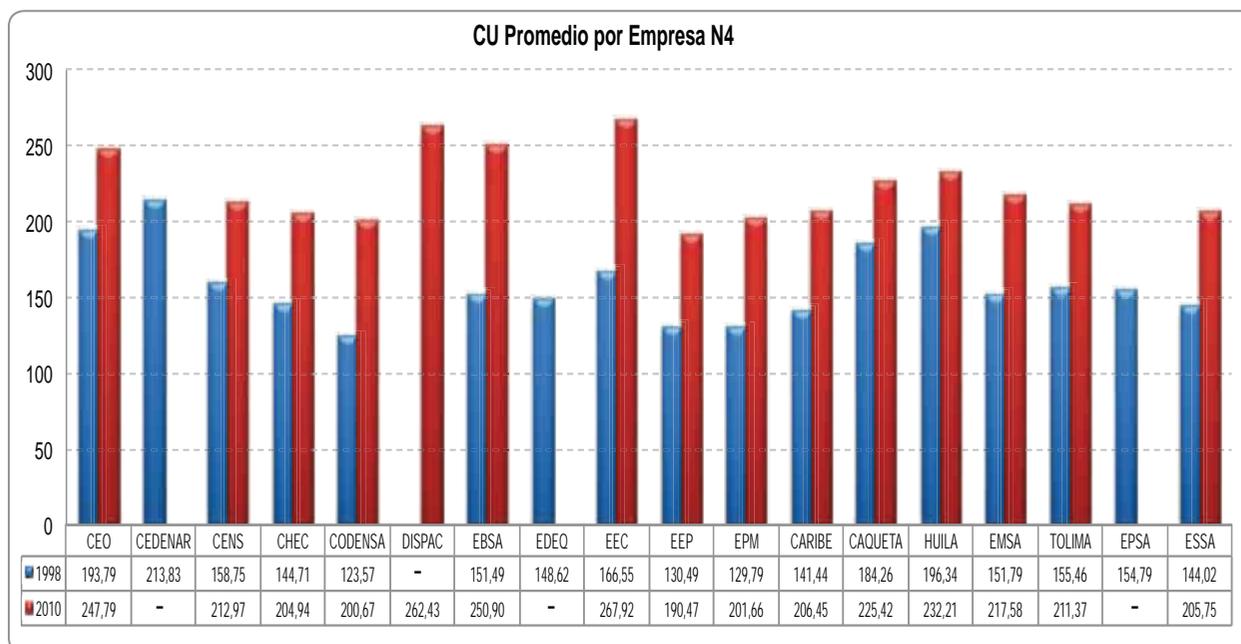
Fuente: Empresas

Gráfico 2-40. CU Promedio por Empresas Nivel 3 1998 y 2010
(Cifras en Pesos Constantes de Diciembre de 2010)



Fuente: Empresas

Gráfico 2-41. CU Prmedio por Empresas Nivel 4 1998 y 2010
(Cifras en Pesos Constantes de Diciembre de 2010)



Fuente: Empresas

Ante las variaciones incrementales presentadas en algunos componentes de la tarifa, ciertas empresas se acogieron a la opción tarifaria establecida en la Resolución CREG 168 de 2008 para efectos de mitigar parcialmente los respectivos incrementos en la tarifa al usuario final.

De otra parte y en relación a la aplicación de los Cargos de Distribución Unificados (DTUN) por parte de las empresas que hacen parte de las Áreas de Distribución de Oriente²⁹ y Occidente³⁰, se muestra en la siguiente tabla los cargos unificados aplicados a los usuarios ubicados en los niveles de tensión 1,2 y 3 de dichas zonas geográficas:

Tabla 2.12. Cargos Unificados por ADD
(\$/kWh de Diciembre de 2010)

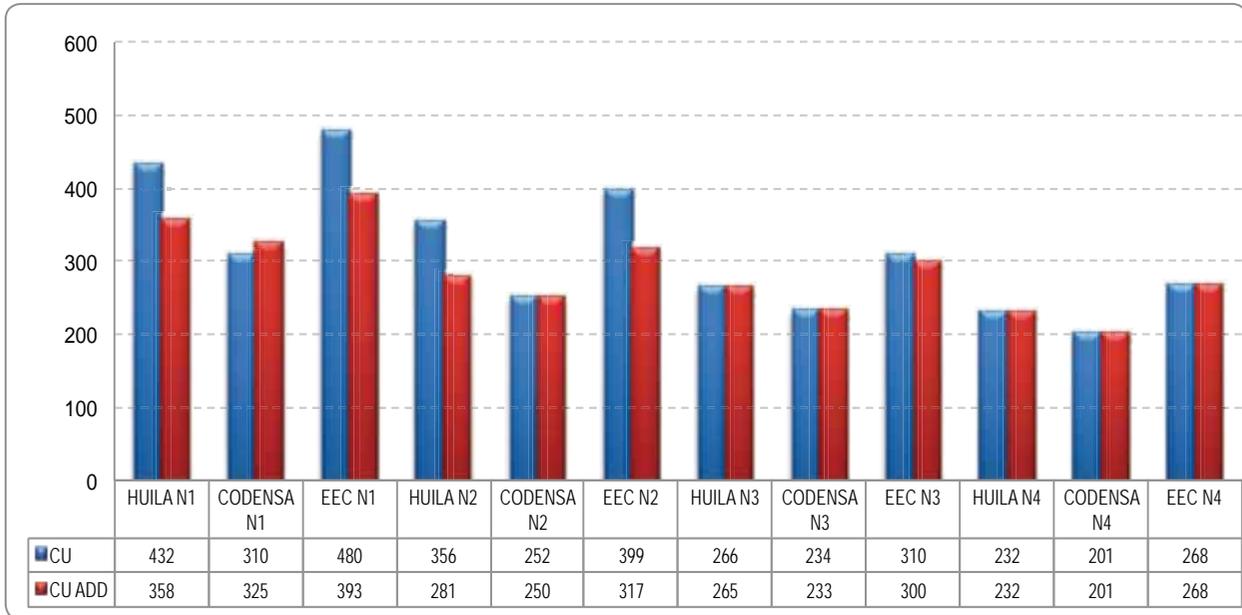
ADD	Dtun1 (\$/kWh)	Dtun2 (\$/kWh)	Dtun3 (\$/kWh)
ADD ORIENTE	78.55	60.37	2.13
ADD OCCIDENTE	123.17	60.80	47.60

²⁹ La ADD de Oriente está conformada por los sistemas de distribución de las siguientes empresas: CODENSA, Empresa de Energía de Cundinamarca, Electrificadora del Huila, Empresa de Energía de Boyacá y Empresa de Energía de Arauca.

³⁰ La ADD de Occidente está conformada por los sistemas de distribución de las siguientes empresas: Empresa Municipal de Energía Eléctrica, Empresa de Energía del Pacífico, Compañía de Electricidad de Tuluá, Empresas Municipales de Cartago, Empresas Municipales de Cali, Compañía Energética de Occidente y Centrales Eléctricas de Nariño.

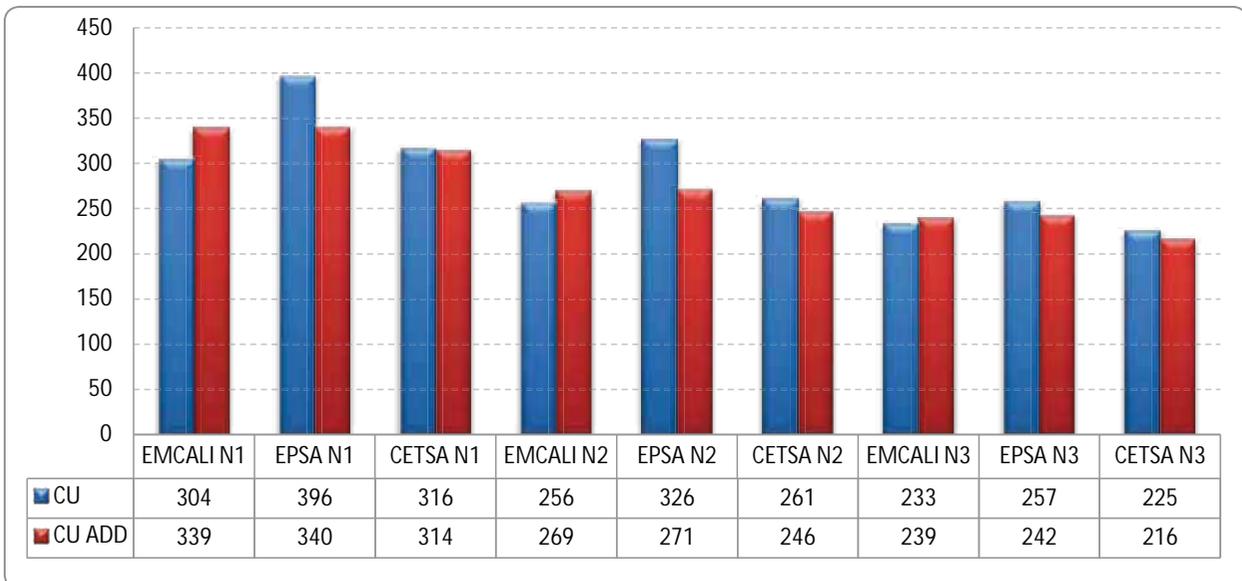
A continuación, se muestra para algunas empresas el costo unitario de prestación del servicio resultante en cada uno de los niveles de tensión con y sin el efecto de las ADD:

Gráfico 2-42. CU por Nivel de Tensión ADD Oriente (\$/kWh dic 2010)



Fuente: Informes de Gestión Empresas

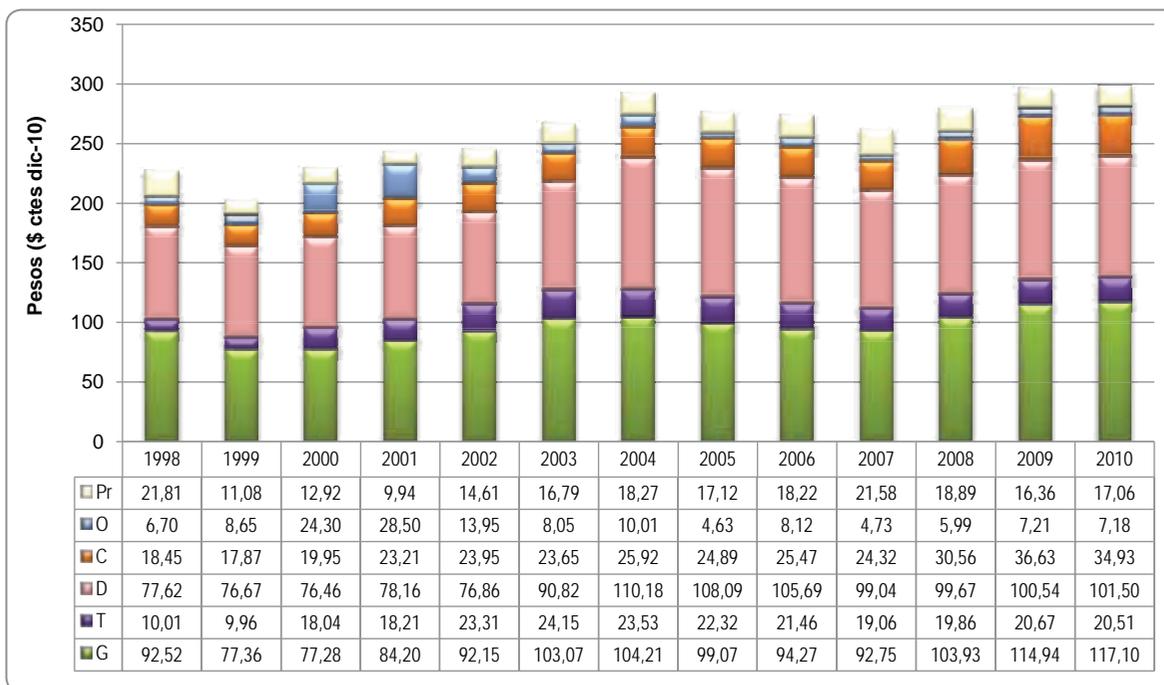
Gráfico 2-43. CU por nivel de Tensión en ADD Occidente (\$/kWh dic 2010)



Fuente: Informes de Gestión Empresas

En relación a la participación promedio de cada uno de los componentes de la tarifa en el CU Promedio Ponderado Nacional se muestra en el siguiente gráfico:

Gráfico 2-44. Evolución de los Componentes del CU Promedio Ponderado Total 1998-2010 (Cifras en Pesos Constantes de Diciembre de 2010)

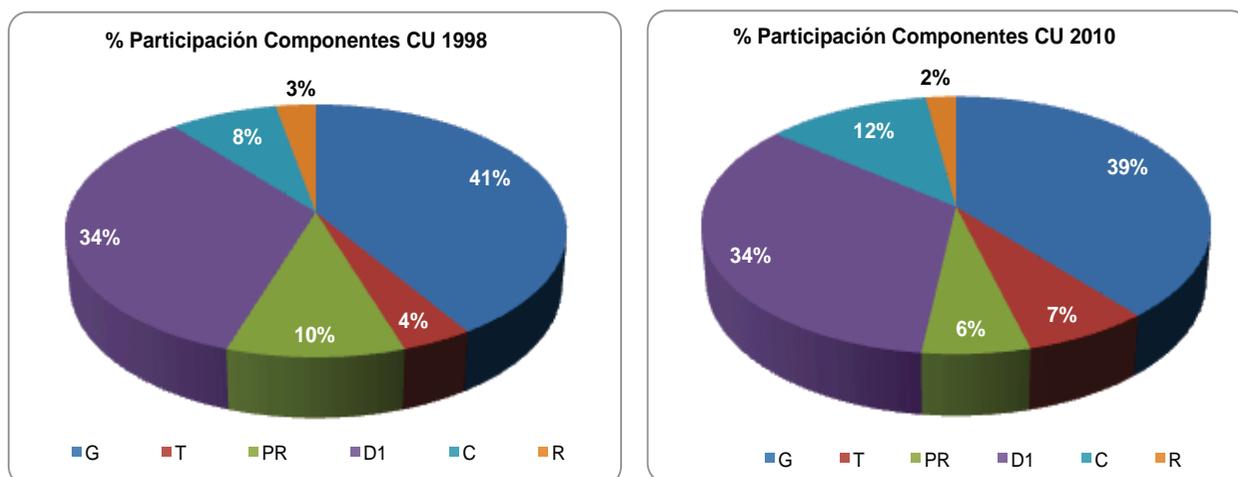


Fuente: CREG, SSPD, empresas

El Costo Unitario promedio ponderado total pasó de 227,11 por \$/kWh a 298,28 por \$/kWh, lo cual significa un aumento del 31,3%, en términos constantes en el período.

En la siguiente gráfica, se muestra la composición porcentual de los componentes en los años 1998 y 2010:

Gráfico 2-45. Componentes del CU Promedio Años 1998 y 2010

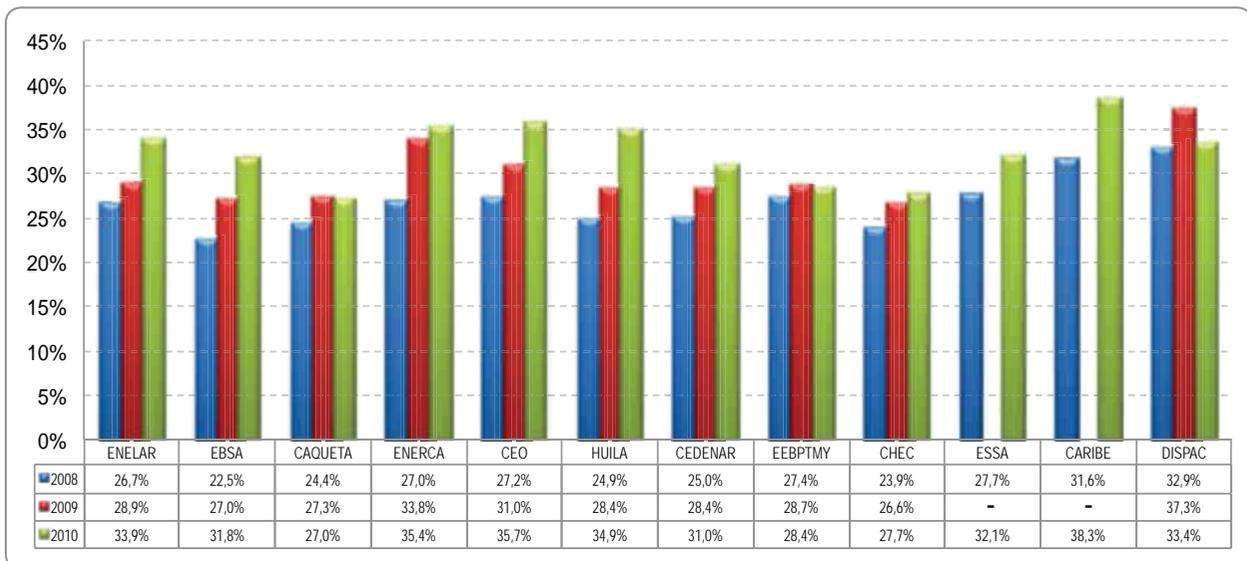


Fuente: Boletín Tarifario Diciembre 2008, 2009 y 2010 – SSPD

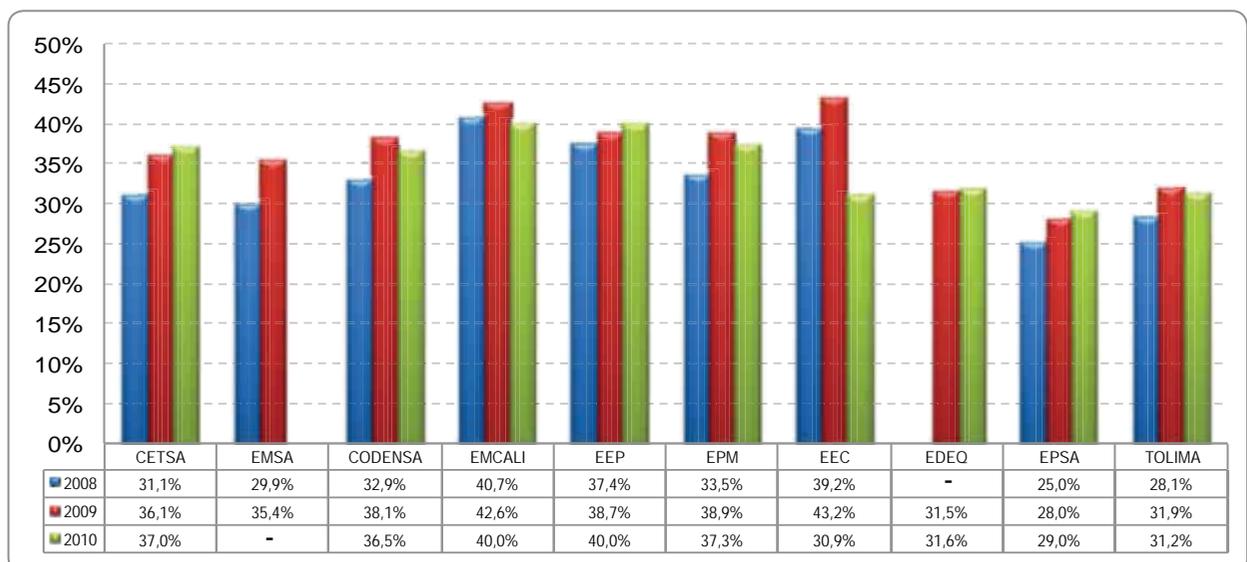
En relación con el año 1988, la componente G (Generación) disminuyó del 41% al 39% al igual que las PR (Pérdidas) que descendieron del 10% al 6% en el año 2010, mientras que la D (Distribución) mantuvo su participación en un 34% y el C (Comercialización³¹) se incrementó del 8% al 12%, así como la T (Transmisión) del 4% al 7% y la componente R (Costo de Restricciones y servicios asociados con Generación) disminuyó del 3% al 2%.

Para cada una de las siguientes empresas, se muestran en las gráficas a continuación, comparativamente, el porcentaje de participación de las componentes de Generación, Distribución y Comercialización en el CU, para los años 2008, 2009 y 2010.

Gráfico 2-46. Participación G en el CU 2008, 2009 y 2010



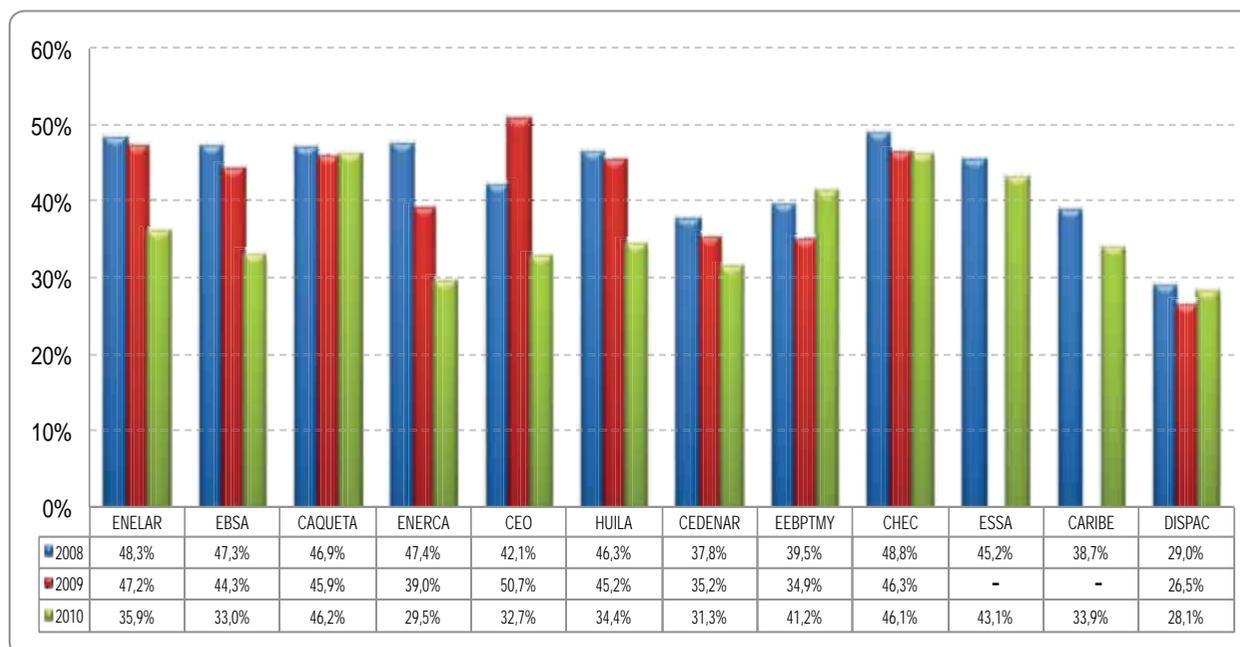
Fuente: Boletín Tarifario Diciembre 2008, 2009 y 2010 – SSPD



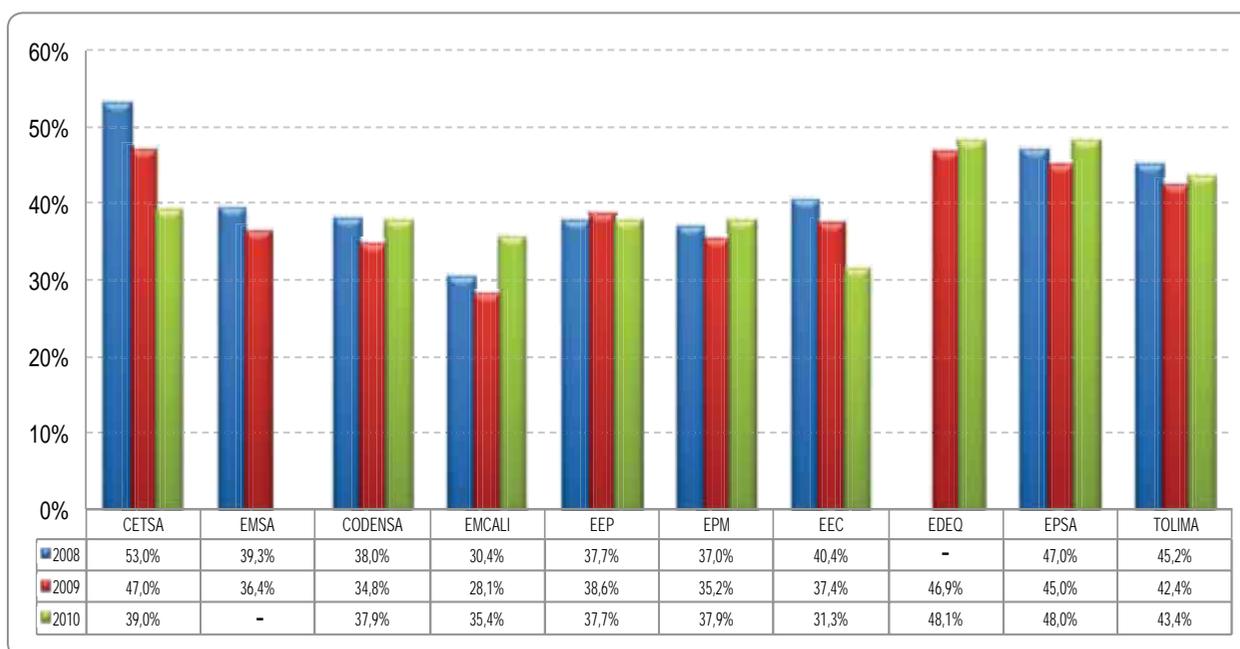
Fuente: Boletín Tarifario Diciembre 2008, 2009 y 2010 – SSPD-

³¹El incremento en el Cargo de Comercialización se debe básicamente a la facturación promedio de los clientes y al crecimiento del IPC.

Gráfico 2-47. Participación D en el CU 2008, 2009 y 2010

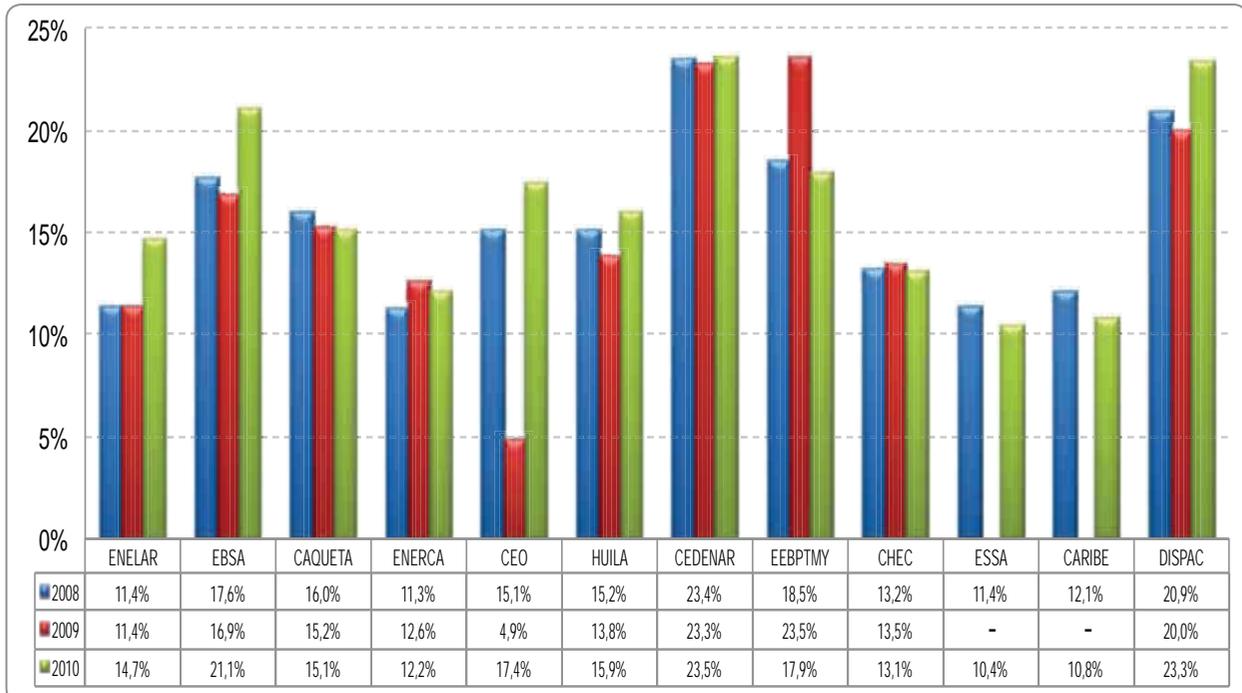


Fuente: Boletín Tarifario Diciembre 2008, 2009 y 2010 – SSPD

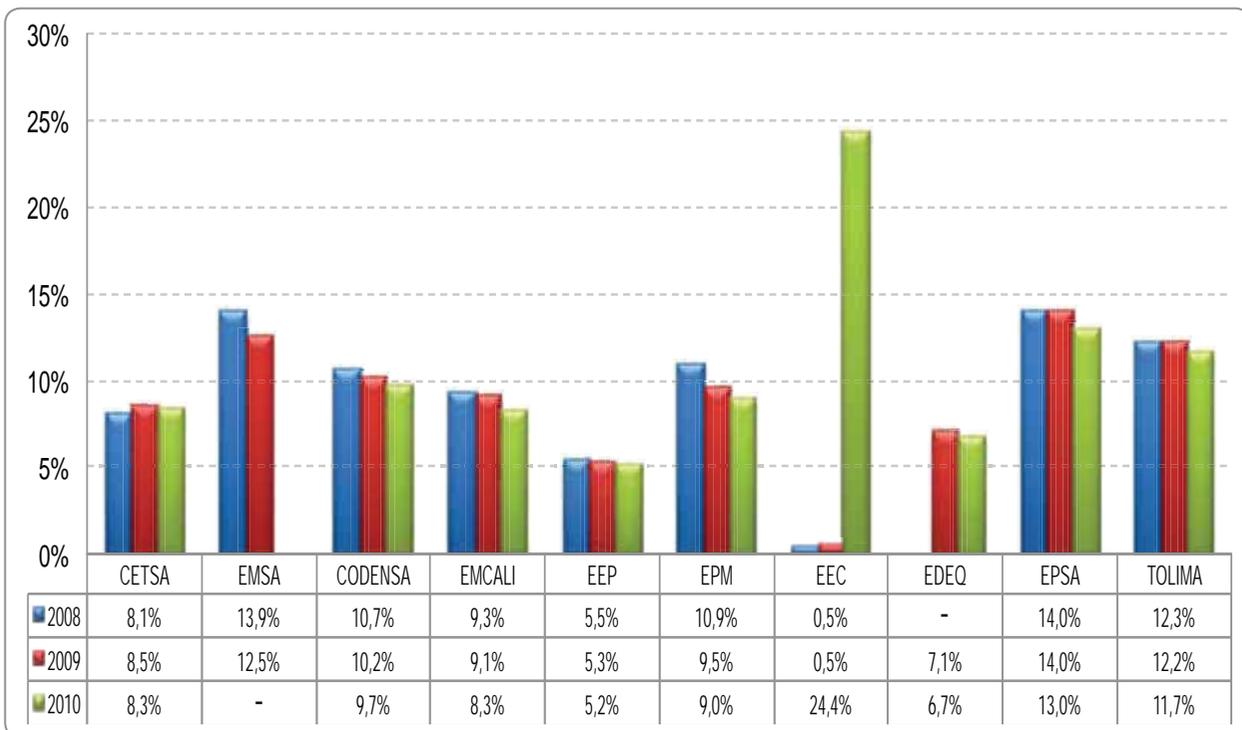


Fuente: Boletín Tarifario Diciembre 2008, 2009 y 2010 – SSPD-

Gráfico 2-48. Participación C en el CU 2008, 2009 y 2010



Fuente: Boletín Tarifario Diciembre 2008, 2009 y 2010 – SSPD



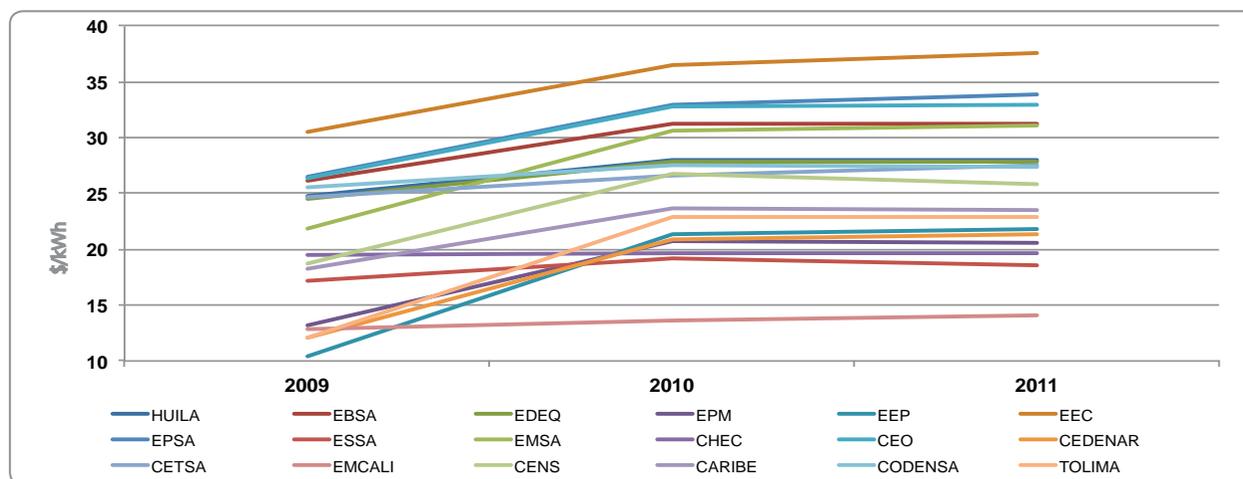
Fuente: Boletín Tarifario Diciembre 2008, 2009 y 2010 – SSPD-

Cargos por Uso de Distribución

Conforme la metodología general de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local establecida en la Resolución CREG 097 de 2008, se aprobaron en el 2009, para la mayoría de los Operadores de Red, mediante resoluciones individuales los Costos Anuales por el uso de los Activos del Nivel de Tensión 4 y los Cargos Máximos de los Niveles de Tensión 3, 2 y 1 de los activos Operados por éstos en el STR y en el SDL, para los próximos años.

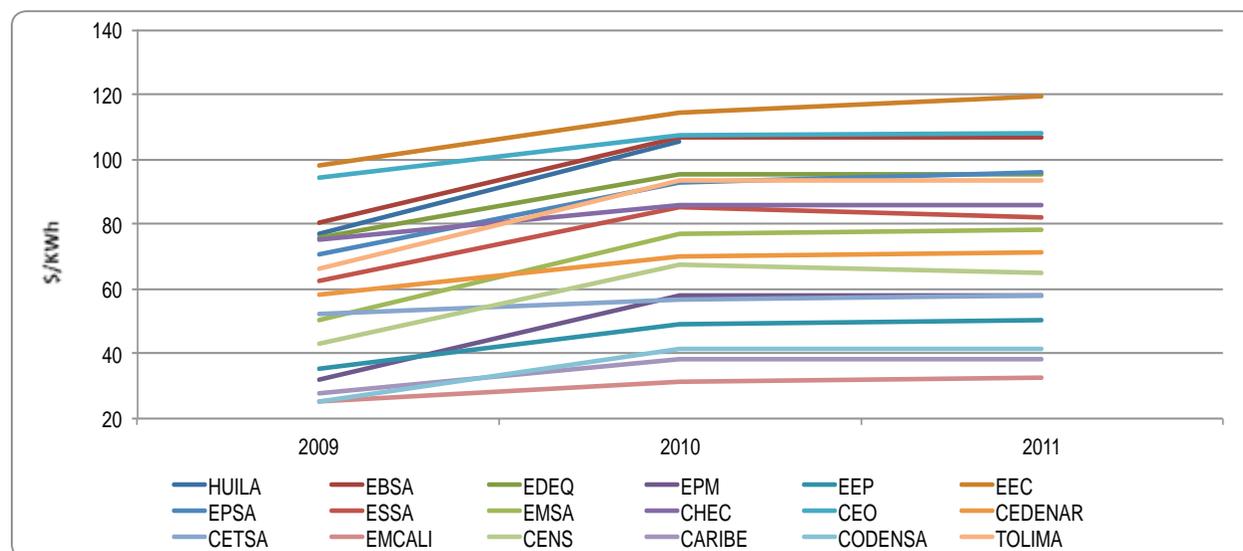
En las siguientes gráficas, se muestra la evolución para varias empresas de los cargos máximos de distribución correspondientes a los niveles de tensión 3, 2 y de AOM para el nivel de tensión 1, para los años 2009, 2010 y 2011.

**Gráfico 2-49. Cargos Máximos de Distribución Nivel de Tensión 3
(Cifras en Pesos de Diciembre de 2007)**



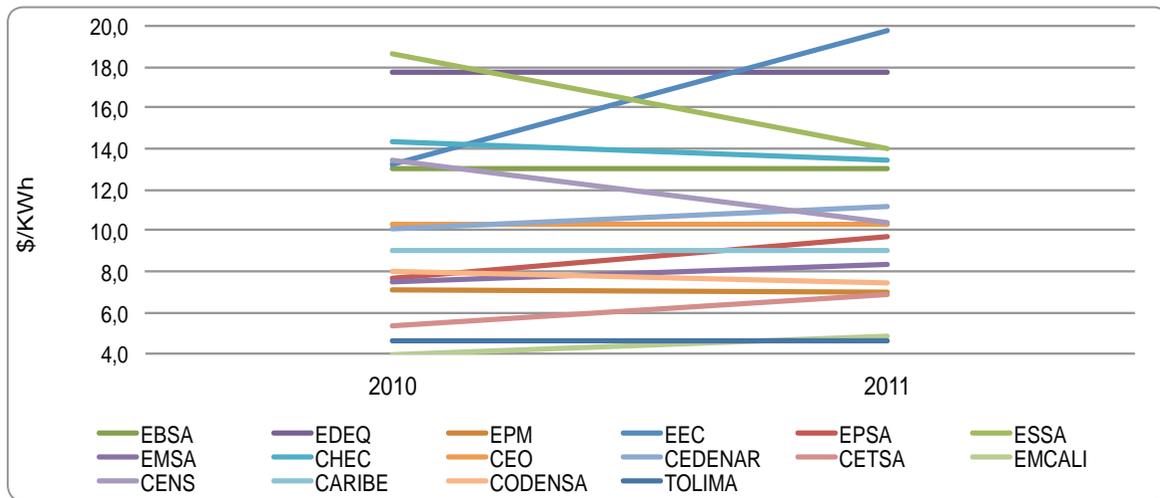
Fuente: Resoluciones CREG, Empresas

**Gráfico 2-50 Cargos Máximos de Distribución Nivel de Tensión 2
(Cifras en Pesos de Diciembre de 2007)**



Fuente: Resoluciones CREG, Empresas

**Gráfico 2-51 Cargo AOM Máximo de Distribución Nivel de Tensión 1
(Cifras en Pesos de Diciembre de 2007)**



Fuente: Resoluciones CREG, Empresas

En la siguiente tabla se presenta, específicamente, los cargos máximos por nivel de tensión 3, 2 y de AOM e inversión para el nivel de tensión 1, durante los años 2009, 2010 y 2011.

**Tabla 2.13. Cargos Máximo Nivel de Tensión 3, 2 y 1
(\$/kWh de Diciembre de 2007)**

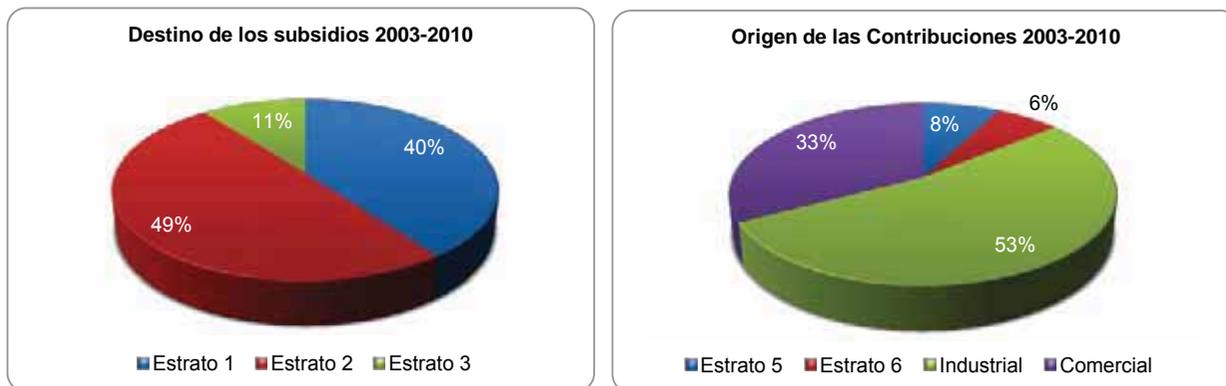
EMPRESA	Cargo Máximo Nivel de Tensión 3 (CDj.3)			Cargo Máximo Nivel de Tensión 2 (CDj.2)			Cargo Máximo Nivel de Tensión 1		
							Inversión (CDj.1)	AOM (CDMj.1)	
	2009	2010	2011	2009	2010	2011	2010	2010	2011
HUILA	24,79	28,07	28,07	76,85	105,45	ND	30,79	11,36	9,18
EBSA	26,08	31,22	31,21	80,40	106,90	106,90	36,19	13,03	13,03
EDEQ	24,53	27,81	27,81	75,80	95,19	95,19	30,24	17,69	17,69
EPM	13,19	20,73	20,66	31,88	57,89	57,72	25,84	7,17	7,00
EEP	10,42	21,42	21,79	35,36	49,40	50,33		76,09	9,03
EEC	30,53	36,51	37,64	98,06	114,50	119,24	34,97	13,23	19,72
EPSA	26,51	32,94	33,95	70,36	93,01	95,78	32,90	7,64	9,72
ESSA	17,14	19,27	18,55	62,44	85,21	82,10	31,73	18,67	14,00
EMSA	21,87	30,64	31,17	50,19	76,92	78,08	22,26	7,50	8,39
CHEC	25,60	19,73	19,61	99,10	86,13	85,66	35,28	14,30	13,44
CEO	26,38	32,77	32,99	94,29	107,34	108,13	35,54	10,31	10,31
CEDENAR	12,02	20,93	21,30	58,21	70,01	71,09	26,51	10,09	11,21
CETSsa	24,68	26,66	27,52	51,94	56,70	58,27	25,42	5,35	6,92
EMCALI	12,81	13,97	14,10	25,28	32,22	32,47	20,31	3,91	4,85
CENS	26,03	26,79	25,77	65,77	67,76	65,09	25,68	13,40	10,39
CARIBE	18,23	23,75	23,58	27,79	38,46	38,19	24,25	9,07	9,00
CODENSA	25,56	27,56	27,35	25,23	41,61	41,23	25,70	8,04	7,42
TOLIMA	12,01	22,94	22,94	66,15	93,15	93,15	25,96	4,57	4,57

Fuente: Resoluciones CREG, Empresas

2.11. Subsidios y Contribuciones

La distribución de los subsidios y el origen de las contribuciones para el período 2003-2010 del consolidado de las 24 empresas se analiza en los siguientes gráficos:

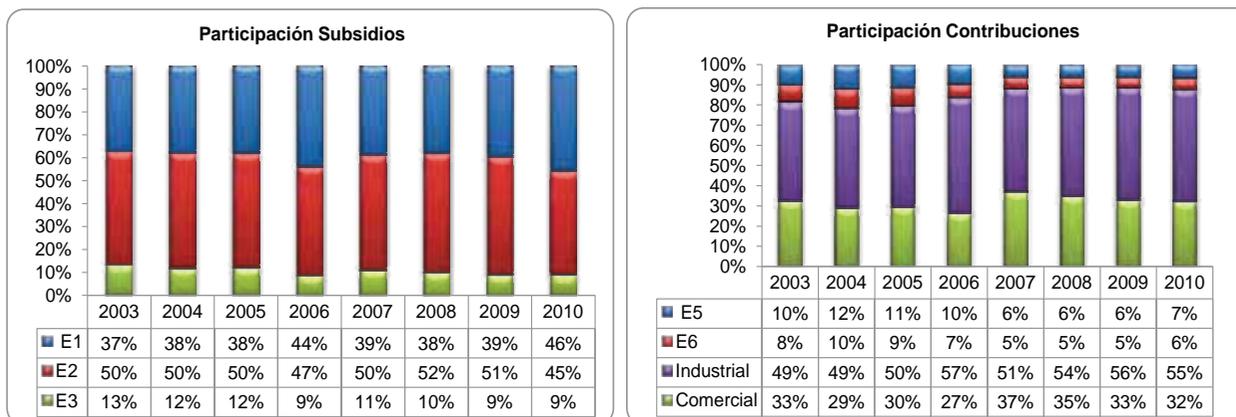
Gráfico 2-52. Destino de los Subsidios y Origen de las Contribuciones 2003-2010



Fuente: SUI – Empresas,

A lo largo de estos años, se evidencia que el Etrato 2 ha sido el que más subsidios ha recibido, representando el 49%, mientras que el Etrato 1 recibió el 40%. Por otra parte, el 53% de las contribuciones provienen del sector industrial, seguido por el sector comercial que aporta el 33% del total de las contribuciones.

Gráfico 2-53. Participación de los Subsidios y Contribuciones 2003-2010 Consolidado 24 empresas



Fuente: SUI – Empresas

Si se analiza anualmente la participación de los subsidios y contribuciones, se evidencia que los subsidios del Etrato 1 han tendido a aumentar, al incrementar su participación del 37% en el 2003 a 46% en el 2010.

2.12. Fondos

Respecto al Fondo de Energía Social, FOES, durante el período comprendido entre 2009-2010, se distribuyeron recursos para las áreas especiales reportadas por los comercializadores de energía por un valor total de 252 mil millones de pesos, correspondientes a 132 mil millones en el 2009 y a 120 mil millones de pesos en el 2010, beneficiando respectivamente a 2.655.165 y 2.590.273 usuarios.

En la siguiente gráfica, se indican los montos asignados por cada OR para cubrir hasta \$46/kWh del valor de la energía destinada al consumo de los usuarios ubicados en las Zonas de Difícil Gestión, Áreas Rurales de Menor Desarrollo y Barrios Subnormales:

Tabla 2.14. Distribución Recursos FOES 2009-2010 por Departamento (Millones de Pesos)

DEPARTAMENTO	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
ANTIOQUIA	4.043	6.616	8.106	4.192	4.054	6.189	6.114
ARAUCA			405	191	123	16	18
CALDAS	184	1.094	986	346	182	222	203
CAQUETA	65	191	263	128	80	2	10
CAUCA	2.167	3.582	4.268	2.196	2.311	2.746	3.260
COSTA ATLANTICA	54.306	89.126	123.324	65.114			
HUILA	1.365	1.802	2.038	1.067	1.086	1.542	1.870
META	445	528	827	355	330	573	432
NARIÑO	4.105	6.056	7.130	5.022	4.647	6.490	6.523
NORTE DE SANTANDER	1.031	3.073	3.488	2.156	1.374	2.748	2.607
PUTUMAYO	8	40	63	42	47	69	72
RISARALDA	212	455	468	309	470	639	619
SANTANDER	2	1.257	2.437	1.925	1.880	2.366	1.955
TOLIMA	141	1.160	1.375	722	583	731	617
VALLE	568	1.945	2.053	1.434	2.745	4.789	4.850
ATLANTICO					17.324	23.766	24.096
BOLIVAR					10.499	18.796	12.905
BOYACA	370	1.490	1.786	1.059	621	1.809	1.451
CASANARE					113	46	299
CESAR					5.508	8.128	8.146
CHOCO	880	1.399	1.828	1.373	1.302	1.017	497
CORDOBA					11.196	14.987	14.735
LA GUAJIRA					5.811	7.764	8.249
MAGDALENA					11.566	17.482	16.413
QUINDIO	109	187	256	134	71		
SUCRE					4.638	9.682	4.347
TOTAL	70.000	120.000	161.100	87.766	88.561	132.600	120.289

Fuente: MME

En relación al PRONE, creado mediante la Ley 117 de 2006 para la normalización de las redes eléctricas, se han distribuido 190 mil millones de pesos para la ejecución de proyectos, en los siguientes departamentos como se muestra en la tabla:

Tabla 2.15. Distribución Recursos PRONE por Departamento (Millones de Pesos)

DEPARTAMENTO	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
ATLANTICO	9.120	8.077	677	2.731	9.975	20.466	14.752
BOLIVAR	2.567	0	1.284	1.229	5.992	6.941	2.746
CESAR	1.878	1.184	83	82	1.776	5.718	5.181
CHOCO	0	0	0	0	185	360	0
CORDOBA	0	0	0	909	4.353	4.406	1.663
GUAJIRA	0	0	0	97	2.549	4.764	789
HUILA	0	0	0	0	1.072	3.630	582
MAGDALENA	781	0	1.697	475	3.548	9.234	8.170
NARIÑO	0	0	0	0	0	0	12.266
SANTANDER	0	0	0	919	2.595	2.829	963
SUCRE	0	0	0	162	1.375	2.772	830
TOLIMA	0	668	2.777	450	2.326	133	0
VALLE DEL CAUCA	0	0	0	0	462	1.690	4.743
TOTAL	14.346	9.929	6.519	7.055	36.208	62.944	52.686

Fuente: MME

Con respecto al FAER, creado para la energización de las Zonas Rurales Interconectadas, se han distribuido durante los dos últimos años, 2009 y 2010, aproximadamente 70 mil millones de pesos para ampliar la cobertura y procurar la satisfacción de la demanda de energía en dichas zonas.

Tabla 2.16. Distribución Recursos FAER por Departamento (Millones de Pesos)

DEPARTAMENTO	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
ANTIOQUIA		2.108	3.938	833	2.823	3.253	605	
ARAUCA					153	254	608	
BOLIVAR		626			151			
BOYACA	1.931	781	5.844	1.330	3.752	4.102	3.973	
CALDAS			1.603		0			
CAQUETA					1.501	1.501		
CASANARE		655			0			
CAUCA		12.462	7.104	7.993	10.253	2.288	3.433	
CESAR		297		495	113			
CORDOBA		1.944			438	836	2.006	
CUNDINAMARCA		626	240	376	1.472	1.297		
HUILA		397	927	2.251	172			
LA GUAJIRA			1.996	74	0			
MAGDALENA			1.088	833	87			
META			208					
NARIÑO		3.719	159	1.314	1.330	803	610	
NORTE DE SANTANDER		814	717	7.757	11.371	4.884	11.688	
PUTUMAYO		2.573			341	875	841	
SANTANDER		759	2.148	705	2.045	605		
SUCRE					0	4.000	20.000	9.243
TOLIMA		514	6.701	1.547	2.316	2.959	4.875	11.840
VALLE			1.963		184	1.040	232	
TOTAL	1.931	28.275	34.638	25.508	38.500	28.697	48.871	21.083

Fuente: MME

2.13. Empleo

Las 24 empresas analizadas generaron cerca de 30,584 empleos en el año 2010, de los cuales el 31% son directos, lo cual constituye una cifra importante para cualquier sector de la economía. Cabe anotar que las actividades de distribución y comercialización son más intensivas en mano de obra respecto a las otras actividades de la cadena eléctrica.

En el siguiente cuadro se muestra el número de empleados por empresa para los años 2009 y 2010:

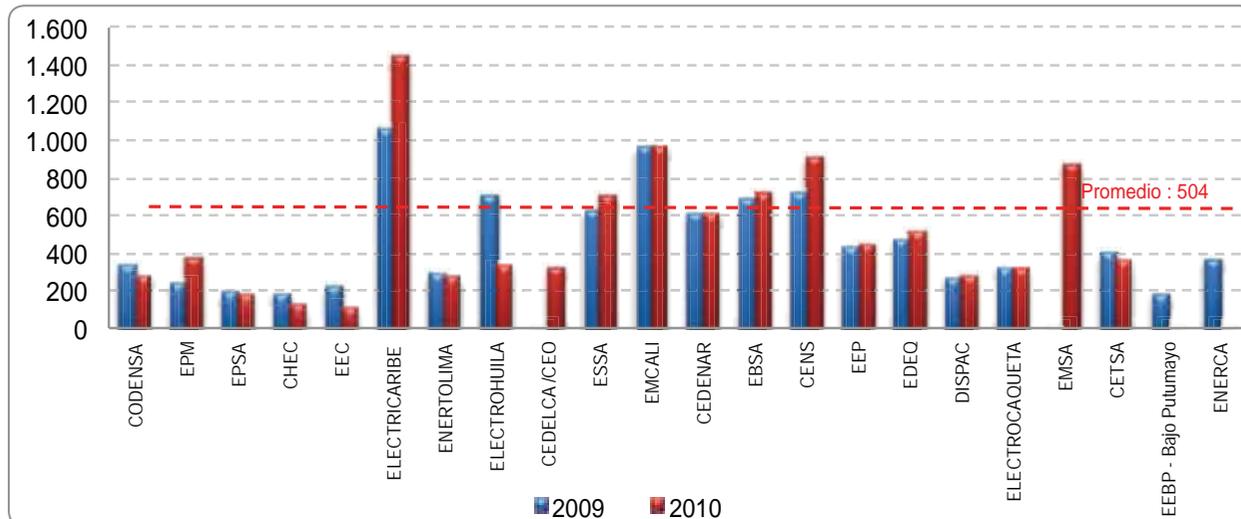
Tabla 2.17. Número de Empleados por Empresa (2009 y 2010)

EMPRESA	EMPLEOS DIRECTOS		EMPLEOS INDIRECTOS		TOTAL EMPLEADOS	
	2009	2010	2009	2010	2009	2010
CODENSA	932	898	6.342	7.984	7.274	8.882
EPM	1.250	1.235	6.163	3.602	7.413	4.837
EPSA	653	671	1.645	1.866	2.298	2.537
CHEC	876	861	1.356	2.408	2.232	3.269
EEC	243	235	834	1.838	1.077	2.073
ELECTRICARIBE	1.583	1.477	ND	ND	1.583	1.477
ENERTOLIMA	89	95	1.093	1.282	1.182	1.377
ELECTROHUILA	372	375	ND	539	372	914
CEDELCA /CEO	ND	21	ND	816	-	837
ESSA	885	827	ND	ND	885	827
EMCALI	581	595	ND	ND	581	595
CEDENAR	512	542	ND	ND	512	542
EBSA	530	523	ND	ND	530	523
CENS	341	327	180	95	521	422
EEP	101	77	230	243	331	320
EDEQ	275	264	54	45	329	309
DISPAC	3	3	214	220	217	223
ELECTROCAQUETA	114	120	100	102	214	222
EMSA	213	210	87	40	300	250
CETSA	62	61	65	87	127	148
EEBP (Bajo Putumayo)	110	ND	ND	ND	110	ND
ENERCA	207	ND	ND	ND	207	ND
TOTAL	9.932	9.417	18.363	21.167	28.295	30.584

Fuente: Empresas

Respecto al indicador sobre el número de usuarios por empleados, se evidencia que en el año 2010, de 22 empresas analizadas, 9 de ellas se encuentran por encima del promedio que fue del orden de 504. Las empresas con mayor número de usuarios por empleado en el año 2010 fueron en su orden: ELECTRICARIBE (con 1.440), EMSA (con 1.030), CENS (con 910) y EMCALI (con 956). Las empresas con menor número de usuarios por empleado fueron CHEC (con 126) y EEC (115).

Gráfico 2-54. Número de Usuarios por Empleado



Fuente: Empresas

2.14. Inversión

La siguiente tabla muestra la inversión realizada en el 2010 por 19 empresas, en las cuales se destaca unos niveles importantes de inversión en activos para la expansión, cobertura, confiabilidad y calidad del servicio, principalmente, así como en aspectos sociales, que ascendieron a 887 mil millones de pesos:

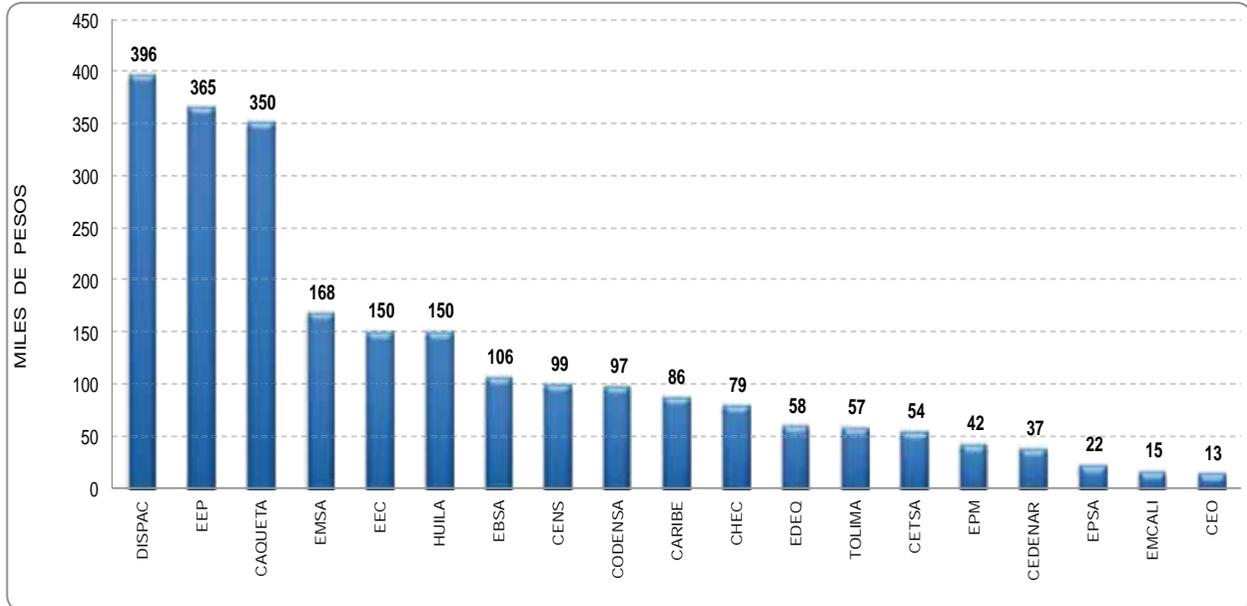
Tabla 2.18. Inversión 2010 (Cifras en Miles de Millones de Pesos)

EMPRESA	INVERSIÓN 2010
CODENSA	235.264
ELECTRICARIBE	184.239
EPM	76.467
EEP	50.868
ELECTROHUILA	44.600
EBSA	39.500
CENS	37.839
EMSA	36.301
EEC	35.853
CHEC	32.759
ELECTROCAQUETA	24.946
DISPAC	24.438
ENERTOLIMA	21.115
CEDENAR	12.017
EPSA	9.957
EDEQ	9.064
EMCALI	8.795
CÍA. ENERGETICA DE OCCIDENTE	3.548
CETSA	2.814
TOTAL	887.384

Fuente: Empresas

En relación a las inversiones por usuarios, en la siguiente gráfica se muestra dicha relación:

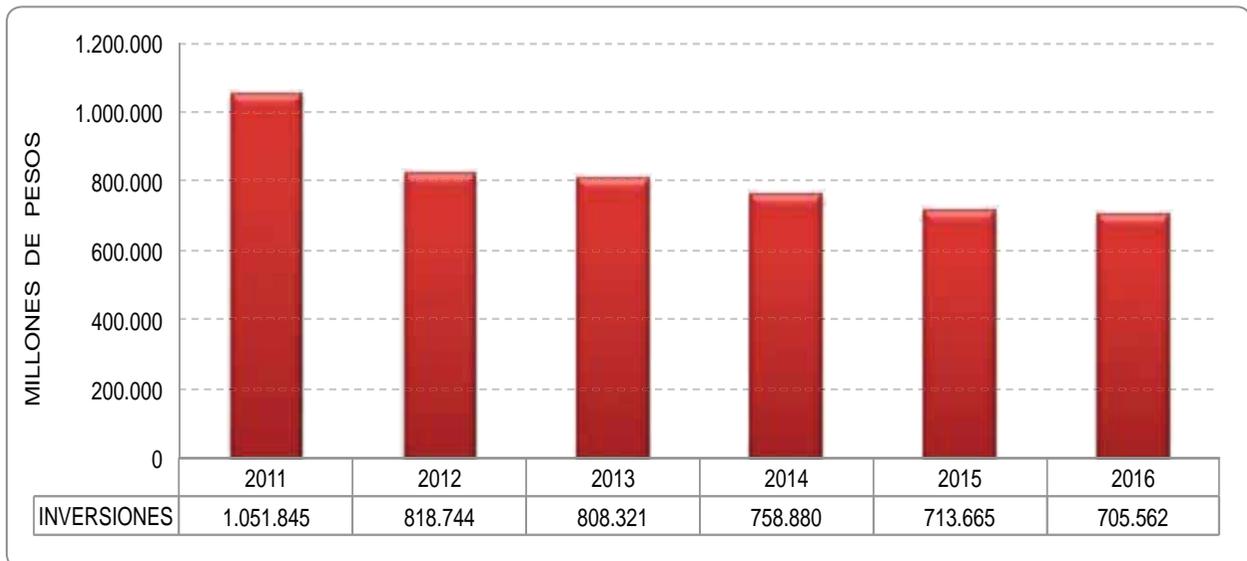
Gráfico 2-55. Inversiones por Usuario



Fuente: Empresas

Para el período 2011-2016 se tienen programadas inversiones del orden 4.8 billones de pesos, que indican el compromiso de los distribuidores de expandir el servicio y mejorar la calidad y confiabilidad, entre otros. En la gráfica siguiente se muestran los montos de inversiones a realizarse:

Gráfico 2-56. Inversiones por Usuario



Fuente: Empresas

2.15. Evolución Financiera

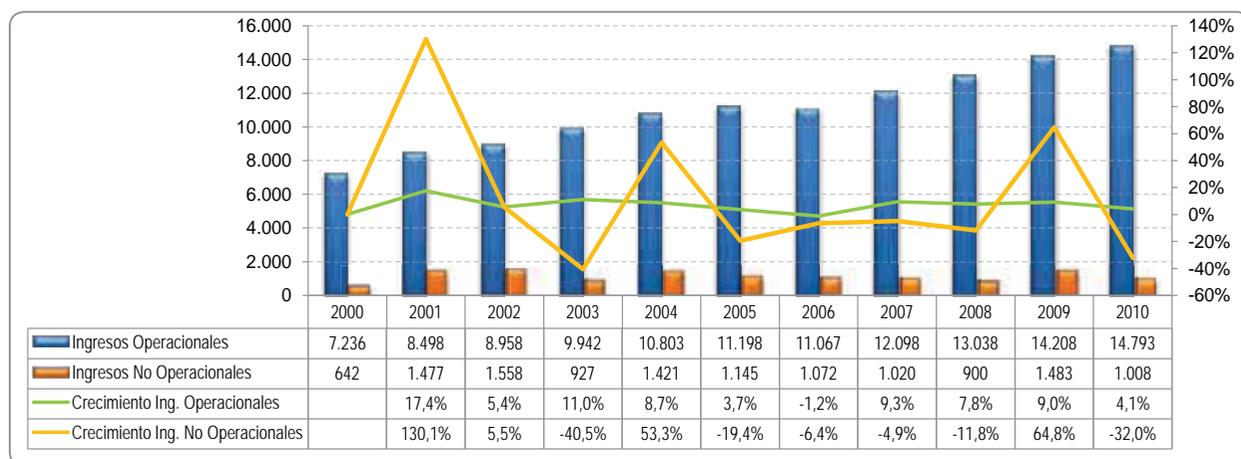
A continuación, se muestra la evolución de las principales variables e indicadores financieros para las 24 empresas de la muestra.

2.15.1. Ingresos

En relación a los ingresos de las empresas comercializadoras y distribuidoras su comportamiento depende prioritariamente de la cantidad de energía o consumo facturado a los usuarios y de las tarifas cobradas a cada uno de ellos. Cabe anotar que, dado que los comercializadores son recaudadores del sistema e incluyen en sus ingresos el cobro de los componentes del CU, los ingresos se distribuyen entre los demás agentes de la cadena de prestación del servicio.

En la siguiente gráfica se muestra la evolución de los Ingresos Operacionales y No Operacionales, del consolidado de las 24 empresas analizadas para el periodo 2000 -2010:

Gráfico 2-57. Ingresos Operacionales y No Operacionales de las Empresas Distribuidoras* 2000-2010 (Cifras en Miles de Millones de Pesos Constantes de Diciembre de 2010)



Fuente: Empresas, SUI

Como se puede observar, los Ingresos Operacionales crecieron en el 2010 en un 4% respecto al año 2009, mientras que la tasa de crecimiento promedio anual para el total del periodo analizado fue de 7,4%. Por otra parte, los Ingresos No Operacionales han disminuido su participación en el total de ingresos, mientras que en el periodo 2000-2002 tenían una participación promedio del 13%, en el periodo 2003-2010 la participación promedio anual fue de 9%. En el año 2010 los Ingresos No Operacionales disminuyeron en un 32% con respecto al 2009.

Respecto a los Ingresos Totales, éstos crecieron en forma similar a los Ingresos Operacionales, teniendo en cuenta que estos últimos representan alrededor de un 93% del total de los ingresos.

* Difiere a la incluida en el informe "Asocodis: 10 Años Contribuyendo al Desarrollo del Sector Eléctrico Colombiano", debido a que principalmente se consideraban, entre otros, ingresos de otras actividades en empresas integradas verticalmente.

A continuación, se presentan los Ingresos Totales para cada una de las 24 empresas analizadas, comparando su evolución y participación en el total de la muestra para los años 2000 y 2010:

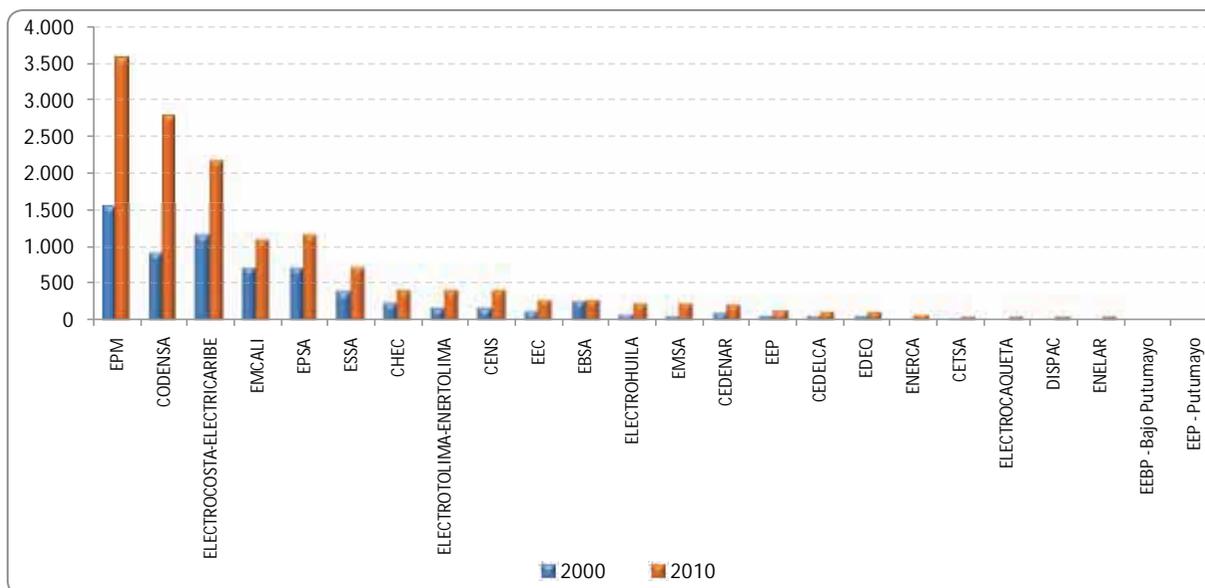
Tabla 2.19. Ingresos por Empresa 2000 y 2010 (Millones de Pesos de Diciembre de 2010)

PARTICIPACIÓN EN TOTAL DE INGRESOS (MILLONES DE \$ DIC 2010)				
EMPRESA	2000		2010	
	Ingresos	%	Ingresos	%
EPM	1.772.215	22,5%	4.128.664	26,2%
CODENSA	979.010	12,4%	2.869.197	18,2%
ELECTRO COSTA - CARIBE	1168.805	14,8%	2.211.667	14,1%
EMCALI	839.649	10,7%	1.216.487	7,7%
EPSA	739.937	9,4%	1.207.300	7,7%
ESSA	424.754	5,4%	734.732	4,7%
CHEC	335.041	4,3%	451.124	2,9%
ELECTROTOLIMA-ENERTOLIMA	217.891	2,8%	421.526	2,7%
CENS	196.078	2,5%	418.408	2,7%
EEC	156.876	2,0%	306.801	1,9%
EBSA	318.415	4,0%	298.584	1,9%
ELECTROHUILA	115.069	1,5%	249.472	1,6%
EMSA	91.745	1,2%	247.163	1,6%
CEDENAR	134.643	1,7%	225.382	1,4%
EEP	97.568	1,2%	167.473	1,1%
CEDELCA	103.652	1,3%	145.818	0,9%
EDEQ	76.892	1,0%	141.616	0,9%
ENERCA		0,0%	81.149	0,5%
CETSA	39.873	0,5%	62.697	0,4%
ELECTROCAQUETA	26.479	0,3%	62.108	0,0%
DISPAC		0,0%	60.970	0,4%
ENELAR	35.792	0,5%	56.026	0,4%
EEBP - Bajo Putumayo	3.589	0,0%	19.364	0,1%
EEP - Putumayo	4.741	0,1%	17.700	0,1%
TOTAL	7.878.714	100,0%	15.801.430	100,0%

Fuente: Empresas, SUI

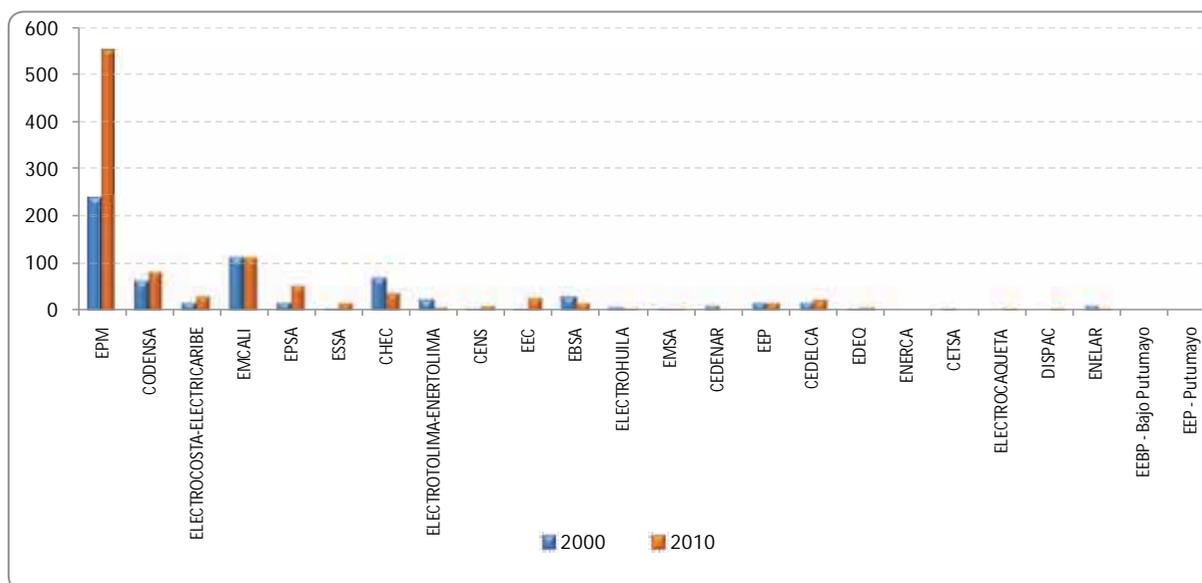
En las siguientes gráficas, se muestra de forma desagregada los Ingresos Operacionales y No Operacionales de un grupo de empresas, para los años 2000 y 2010:

Gráfico 2-58. Ingresos Operacionales 2000 y 2010.
(Cifras en Miles de Millones de Pesos Constantes de Diciembre de 2010)



*Los ingresos operacionales de EPM, para el negocio de transmisión y distribución a Diciembre de 2010, ascendieron a 1.493.947 millones de pesos.

Gráfico 2-59. Ingresos No Operacionales 2000 y 2010.
(Cifras en Miles de Millones de Pesos Constantes de Diciembre de 2010)



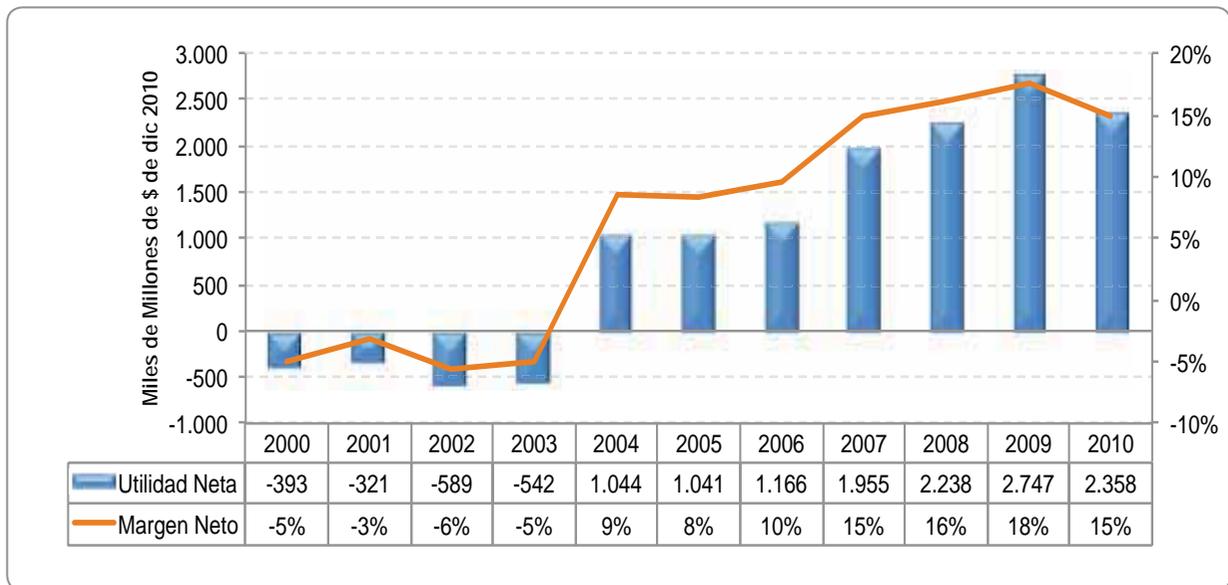
*Los ingresos no operacionales de EPM, para el negocio de transmisión y distribución a Diciembre de 2010, ascendieron a 11.515 millones de pesos.
Fuente: empresas, SUI

De las 24 empresas analizadas, el 70% de ellas presentó una disminución de sus Ingresos No Operacionales.

2.15.2. Márgenes de Utilidad

Respecto a la evolución de la Utilidad y Margen Neto, del consolidado de las 24 empresas de distribución y comercialización analizadas, se evidencia que éstos son positivos a partir del 2004, ante la entrada en vigencia del segundo periodo tarifario, en el cual se mejoró el nivel de los cargos por uso de distribución, disminuyendo el rezago existente como se observa en la siguiente gráfica:

Gráfico 2-60 Utilidad Neta y Margen Neto Consolidado 2000-2010.
(Cifras en Miles de Millones de Pesos Constantes de Diciembre de 2010)



Fuente: Empresas, SUI

³²Las cifras mostradas incluyen el resultado total de las empresas integradas en Generación, Transmisión, Distribución y/o Comercialización según el caso.

En la siguiente tabla, se muestra la Utilidad Neta para cada una de las empresas³² correspondiente a los años 2000 y 2010, respectivamente:

**Tabla 2.20. Utilidad Neta por empresa 2000 y 2010
(Millones de Pesos a Diciembre de 2010)**

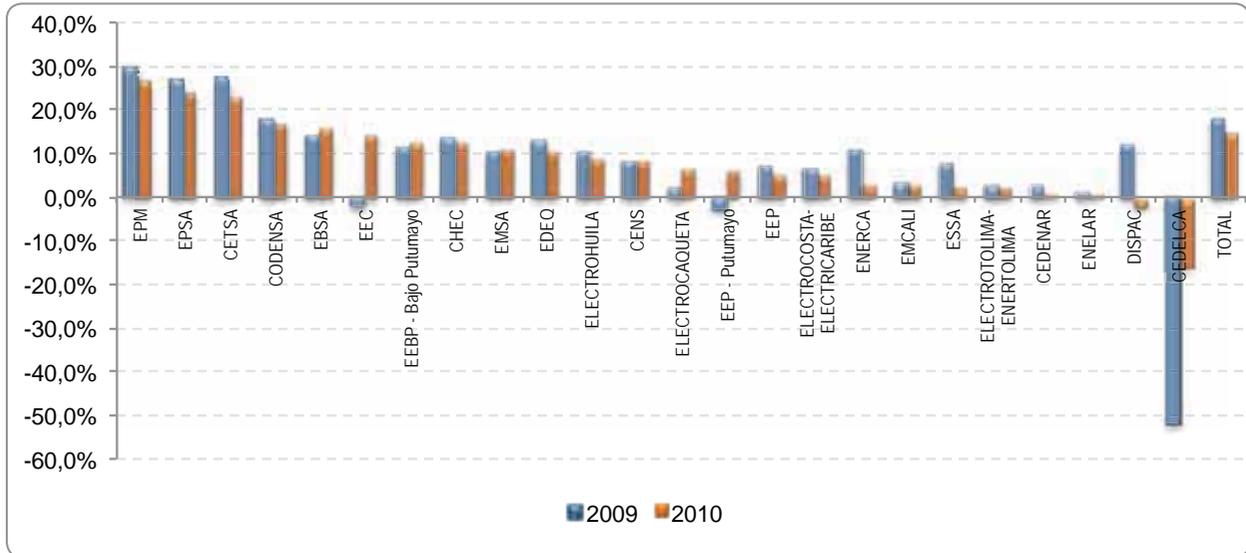
PARTICIPACIÓN EN LA UTILIDAD NETA				
EMPRESA	2000		2010	
	UTILIDAD NETA	%	UTILIDAD NETA	%
EPM *	348.096	-88,5%	1.152.492	48,9%
CODENSA	83.271	-21,2%	480.353	20,4%
EPSA	47.009	-12,0%	289.004	12,3%
ELECTRO COSTA-ELECTRICARIBE	(494.769)	125,8%	113.788	4,8%
CHEC	(62.293)	15,8%	56.642	2,4%
EBSA	(170.313)	43,3%	46.901	2,0%
EEC	(20.943)	5,3%	43.723	1,9%
CENS	604	-0,2%	34.272	1,5%
EMCALI	(205.903)	52,3%	34.182	1,4%
EMSA	4.217	-1,1%	27.745	1,2%
ELECTROHUILA	9.116	-2,3%	21.928	0,9%
ESSA	5.440	-1,4%	19.418	0,8%
EDEQ	2.262	-0,6%	14.911	0,6%
CETSA	6.484	-1,6%	14.324	0,6%
ELECTROTOLIMA-ENERTOLIMA	16.657	-4,2%	10.932	0,5%
EEP	1.959	-0,5%	9.016	0,4%
ELECTROCAQUETA	26.479	-6,7%	4.233	0,2%
ENERCA		0,0%	2.536	0,1%
EEBP - Bajo Putumayo	776	-0,2%	2.461	0,1%
CEDENAR	14.056	-3,6%	1.898	0,1%
EEP - Putumayo	580	-0,1%	1.148	0,0%
ENELAR**	(7.797)	2,0%	441	0,0%
DISPAC		0,0%	(1.450)	-0,1%
CEDELCA	1.689	-0,4%	(23.339)	-1,0%
TOTAL	(393.323)	100,0%	2.357.561	100,0%

* El dato de 1.152 millones corresponde a la Utilidad Neta de todos los negocios de EPM integrados.
La Utilidad Neta del Negocio de Transmisión y Distribución de EPM para 2010 es de \$396.612 millones.

** Información 2009 en lugar de 2010

Respecto al Margen Neto (que determina el porcentaje resultante de los ingresos después de deducir todos los gastos incluyendo los impuestos), se observa en la siguiente gráfica para los años 2009 y 2010, los márgenes resultantes para un grupo de empresas³³:

Gráfico 2-61. Margen Neto por Empresa 2009 y 2010.



Fuente: Empresas, SUI

En la siguiente gráfica se muestra la evolución del margen EBITDA para las 24 empresas, desde 1998 hasta el año 2010, definido como la relación del EBITDA³⁴ y los Ingresos Operacionales, indicador que muestran la capacidad de las empresas de generar utilidades de caja como producto de su actividad principal:

Gráfico 2-62. EBITDA y Margen EBITDA



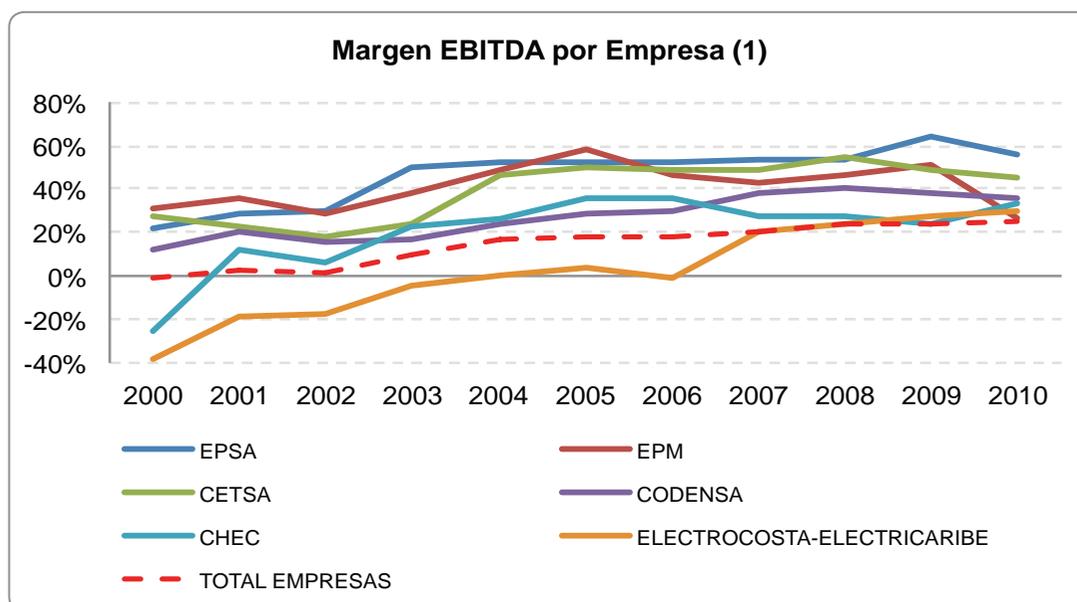
Fuente: Empresas, SUI

³³Las cifras mostradas incluyen el resultado de las empresas integradas en Generación, transmisión, Distribución y/o Comercialización según el caso.

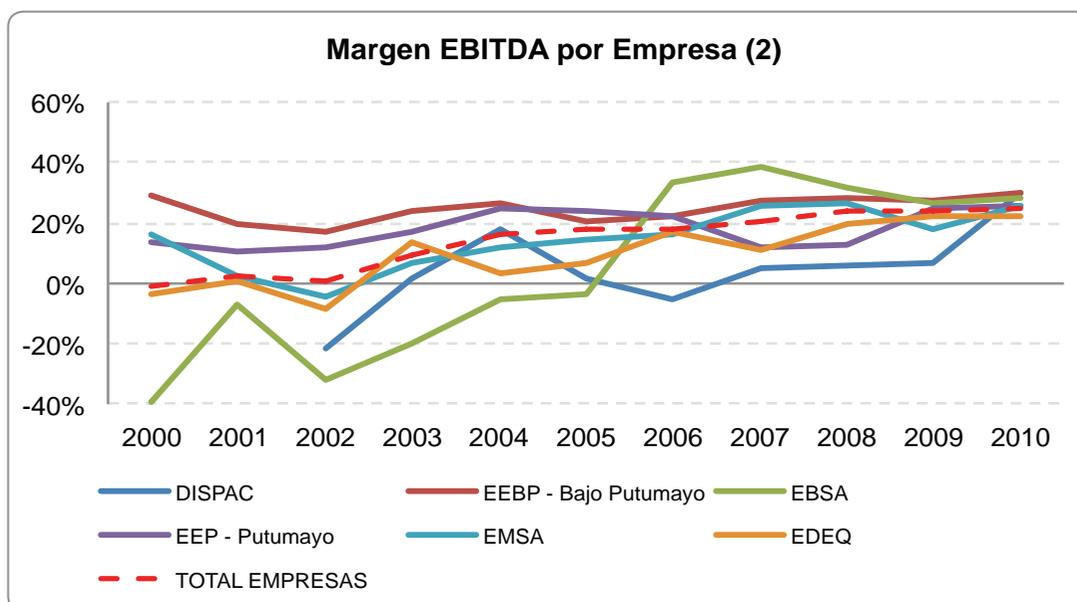
³⁴En este documento el EBITDA (Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation, and Amortization), se calculó como: Utilidad Operacional + Amortizaciones, Depreciación y Provisiones. El EBITDA determina las ganancias o la utilidad obtenida sin tener en cuenta aspectos que pueden distorsionar el resultado de la operación como los gastos financieros, los impuestos y demás gastos contables que no implican salida de dinero en efectivo, como las depreciaciones y las amortizaciones.

Se observa que el Margen EBITDA consolidado para las 24 empresas es positivo y creciente a partir del año 2004. Igual situación se presenta en la mayoría de las empresas, como se muestra en las siguientes gráficas:

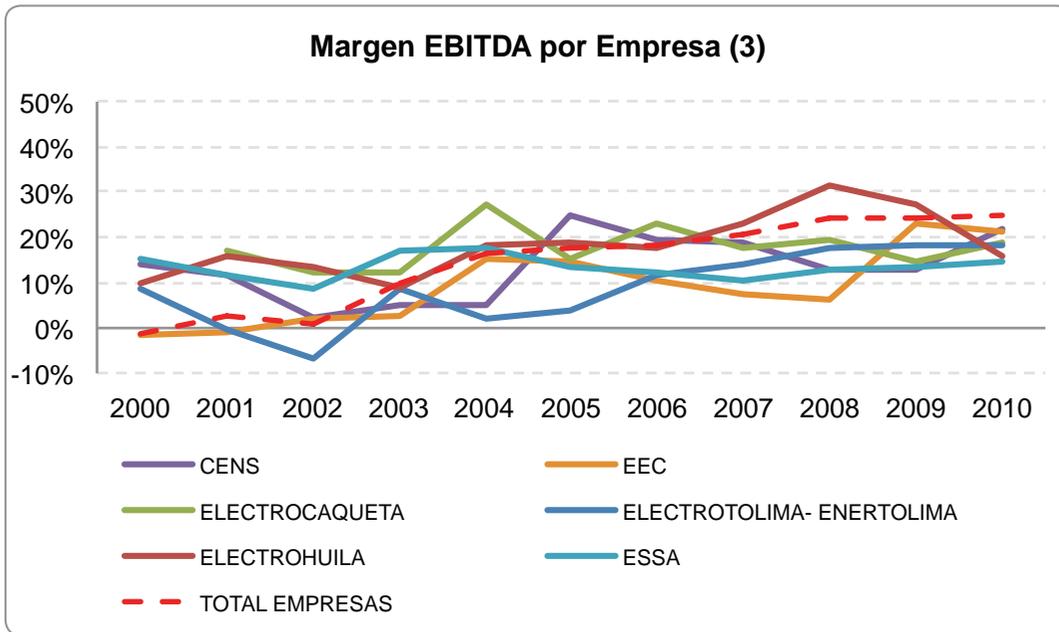
Gráfico 2-63. Evolución del Margen EBITDA por Empresas 1998-2010



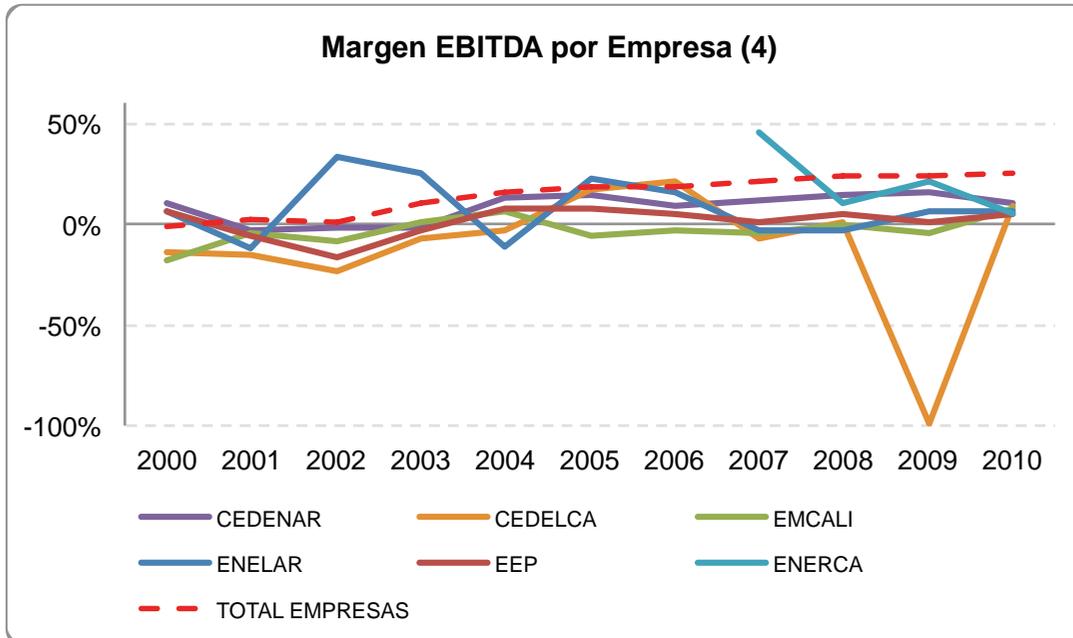
*El margen EBITDA para EPM en el año 2010 fue de 26.64%, solo para los negocios de Transmisión y Distribución.
Fuente: Empresas, SUI



Fuente: Empresas, SUI



Fuente: Empresas, SUI

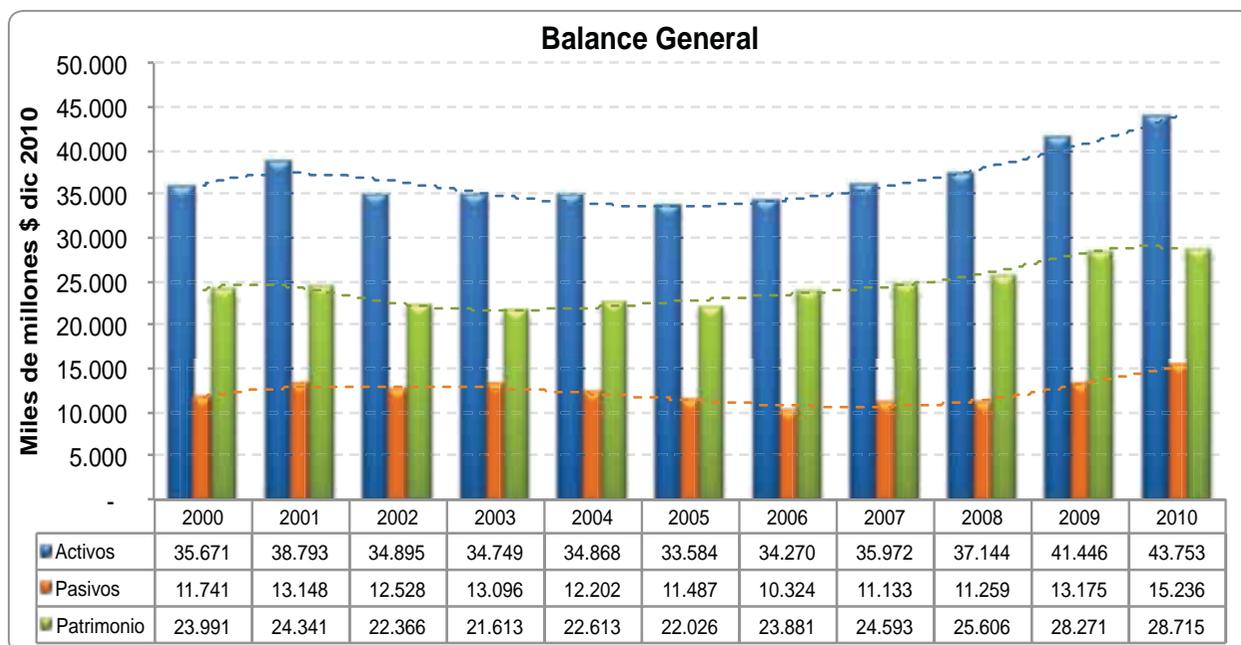


Fuente: Empresas, SUI

2.15.3. Evolución del Balance

La evolución de los Activos Totales, Pasivos Totales y Patrimonio del consolidado de las 24 empresas³⁵ analizadas desde el año 2000 hasta el año 2010, ha sido positivo, como se muestra en el siguiente gráfico:

Gráfico 2-64. Evolución de los Principales Rubros del Balance General Consolidado 2000-2010 (Cifras en Miles de Millones de Pesos Constantes de Diciembre de 2010)



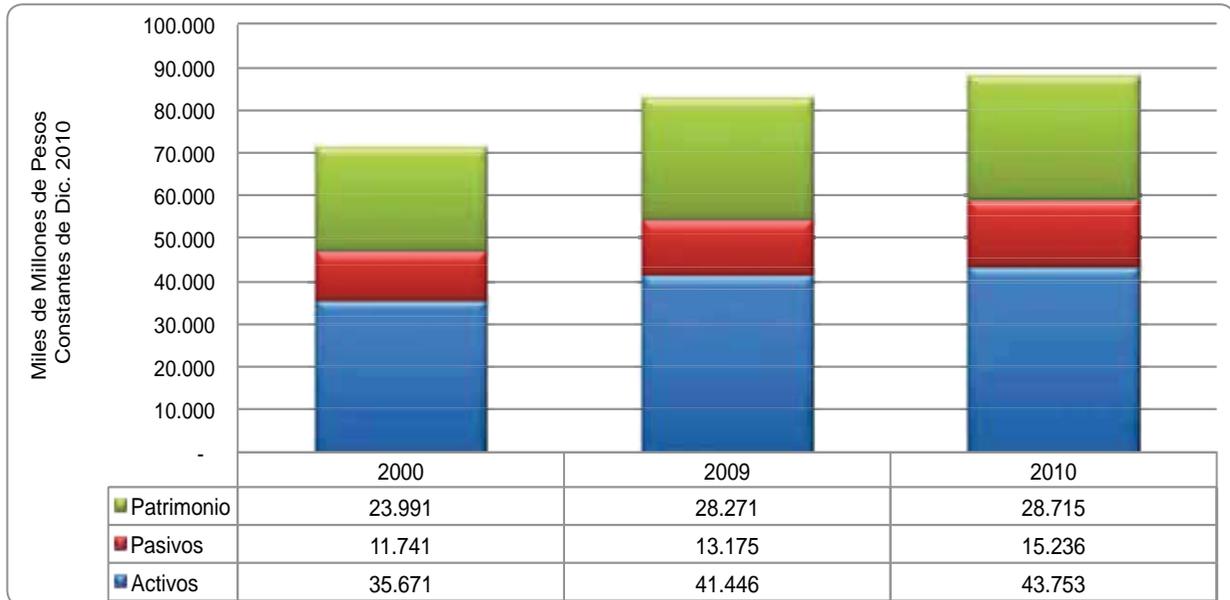
Fuente: Empresas, SUI

Como se observa, durante el período de evaluación, los Activos Totales aumentaron en un 21%, a una tasa de crecimiento promedio anual del 1,9%. De otra parte, los Pasivos Totales aumentaron en un 30%, a una tasa promedio anual de 2,6% y el Patrimonio creció en un 20%, a una tasa promedio de 1,8% anual.

³⁵Las cifras incluyen el resultado total de las empresas analizadas, integradas en Generación, Transmisión, Distribución y/o Comercialización según sea el caso.

En la siguiente gráfica, se muestra la composición del Balance y la participación de cada uno de estos rubros para los años 2000, 2009 y 2010:

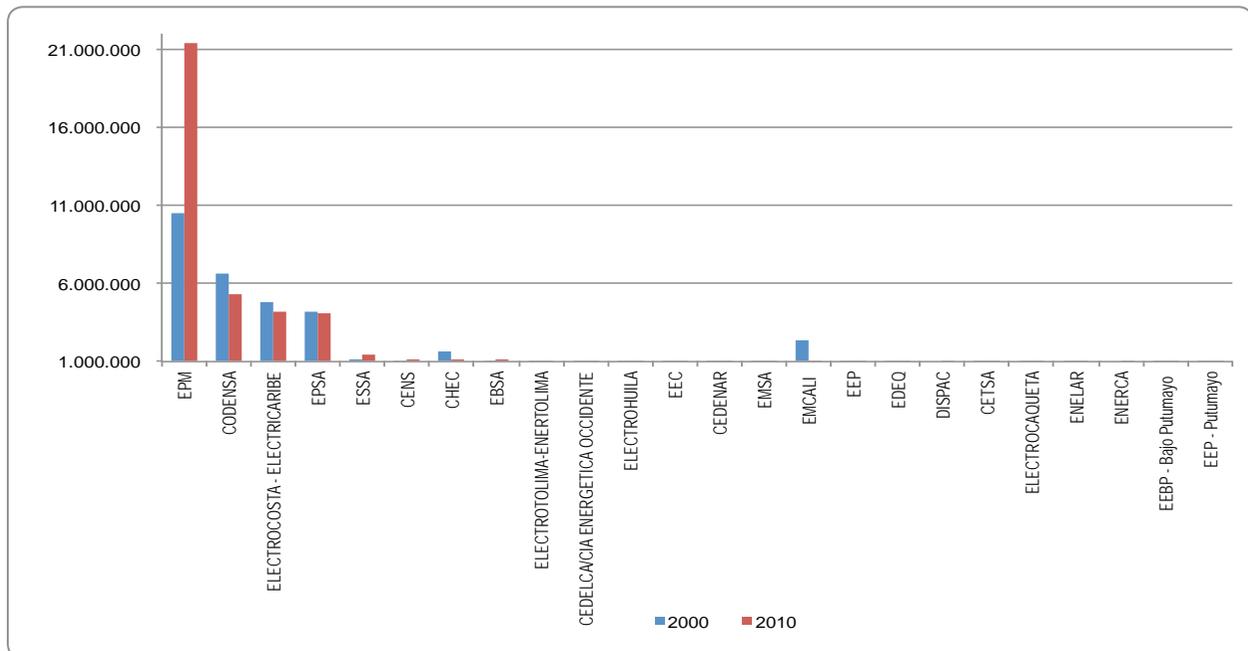
Gráfico 2-65. Balance Consolidado Empresas 2000 y 2010
(Cifras en Miles de Millones de Pesos Constantes de Diciembre de 2010)



Fuente: Empresas, SUI

La situación de los Activos, el Pasivo y el Patrimonio en los años 2000 y 2010 para el grupo de las 24 empresas analizadas, se muestra en las siguientes tablas y gráficas:

Gráfico 2-66. Activos por Empresas 2000 y 2010
(Millones de Pesos de Diciembre de 2010)



Fuente: Empresas, SUI

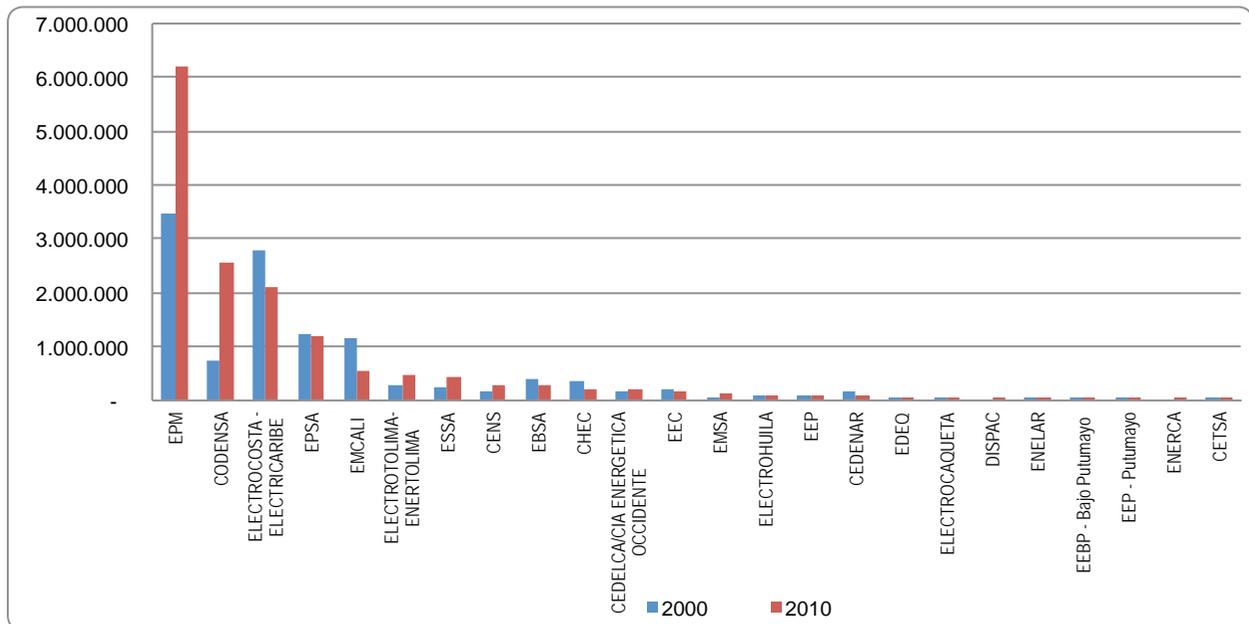
**Tabla 2.21. Activos Totales por empresa 2000 y 2010
(Millones de Pesos de Diciembre de 2010)**

PARTICIPACIÓN EN ACTIVOS TOTALES (MILLONES DE \$ DIC 2010)				
EMPRESA	2000		2010	
	ACTIVO	%	ACTIVO	%
EPM*	10.540.242	29,5%	21.366.284	48,8%
CODENSA	6.665.677	18,7%	5.293.726	12,1%
ELECTROCOSTA - ELECTRICARIBE	4.783.233	13,4%	4.213.405	9,6%
EPSA	4.172.246	11,7%	4.114.602	9,4%
ESSA	1.142.552	3,2%	1.400.883	3,2%
CENS	801.674	2,2%	1.149.543	2,6%
CHEC	1.691.802	4,7%	1.132.731	2,6%
EBSA	888.593	2,5%	1.079.566	2,5%
ELECTROTOLIMA-ENERTOLIMA	596.219	1,7%	752.851	1,7%
CEDELCA/CIA ENERGETICA OCCIDENTE	368.592	1,0%	486.004	1,1%
ELECTROHUILA	248.049	0,7%	454.782	1,0%
EEC	285.096	0,8%	440.008	1,0%
CEDENAR	255.925	0,7%	362.901	0,8%
EMSA	237.120	0,7%	308.605	0,7%
EMCALI	2.337.798	6,6%	292.167	0,7%
EEP	200.357	0,6%	212.265	0,5%
EDEQ	166.421	0,5%	180.244	0,4%
DISPAC		0,0%	158.686	0,4%
CETSA	164.023	0,5%	127.931	0,3%
ELECTROCAQUETA	37.634	0,1%	74.073	0,2%
ENELAR	82.346	0,2%	56.905	0,1%
ENERCA		0,0%	51.804	0,1%
EEBP - Bajo Putumayo	1.423	0,0%	23.600	0,1%
EEP - Putumayo	3.846	0,0%	19.905	0,0%
TOTAL	35.671.067	100,0%	43.753.471	100,0%

Fuente: Empresas, SUI.

*Los Activos de EPM correspondientes al negocio de transmisión y distribución a diciembre de 2010, ascienden a \$9.219,244 millones de pesos.

Gráfico 2-67. Pasivos por Empresas 2000 y 2010 (Millones de Pesos de Diciembre de 2010)



Los pasivos de EPM correspondientes al negocio de transmisión y distribución a diciembre de 2010, ascienden a \$2.639.111 millones de pesos
Fuente: Empresas, SUI

Tabla 2.22. Pasivos Totales por Empresa 2000 y 2010 (Millones de \$ de dic de 2010)

PARTICIPACIÓN EN PASIVOS TOTALES (MILLONES DE \$ DIC 2010)				
EMPRESA	2000		2010	
	Pasivo	%	Pasivo	%
EPM*	3.486.078	29,7%	6.216.601	40,8%
CODENSA	736.788	6,3%	2.545.645	16,7%
ELECTROCOSTA - CARIBE	2.797.705	23,8%	2.118.352	13,9%
EPSA	1.239.036	10,6%	1.185.585	7,8%
EMCALI	1.159.138	9,9%	548.651	3,6%
ELECTROTOLIMA-ENERTOLIMA	279.797	2,4%	478.532	3,1%
ESSA	247.056	2,1%	419.985	2,8%
CENS	159.335	1,4%	299.454	2,0%
EBSA	378.803	3,2%	269.037	1,8%
CHEC	364.419	3,1%	216.176	1,4%
CEDELCA	156.962	1,3%	197.376	1,3%
EEC	216.329	1,8%	157.194	1,0%
EMSA	51.234	0,4%	125.781	0,8%
ELECTROHUILA	87.195	0,7%	106.890	0,7%
EEP	92.224	0,8%	92.342	0,6%
CEDENAR	151.437	1,3%	82.340	0,5%
EDEQ	48.725	0,4%	52.329	0,3%
ELECTROCAQUETA	11.367	0,1%	35.081	0,2%
DISPAC		0,0%	20.891	0,1%

Continúa

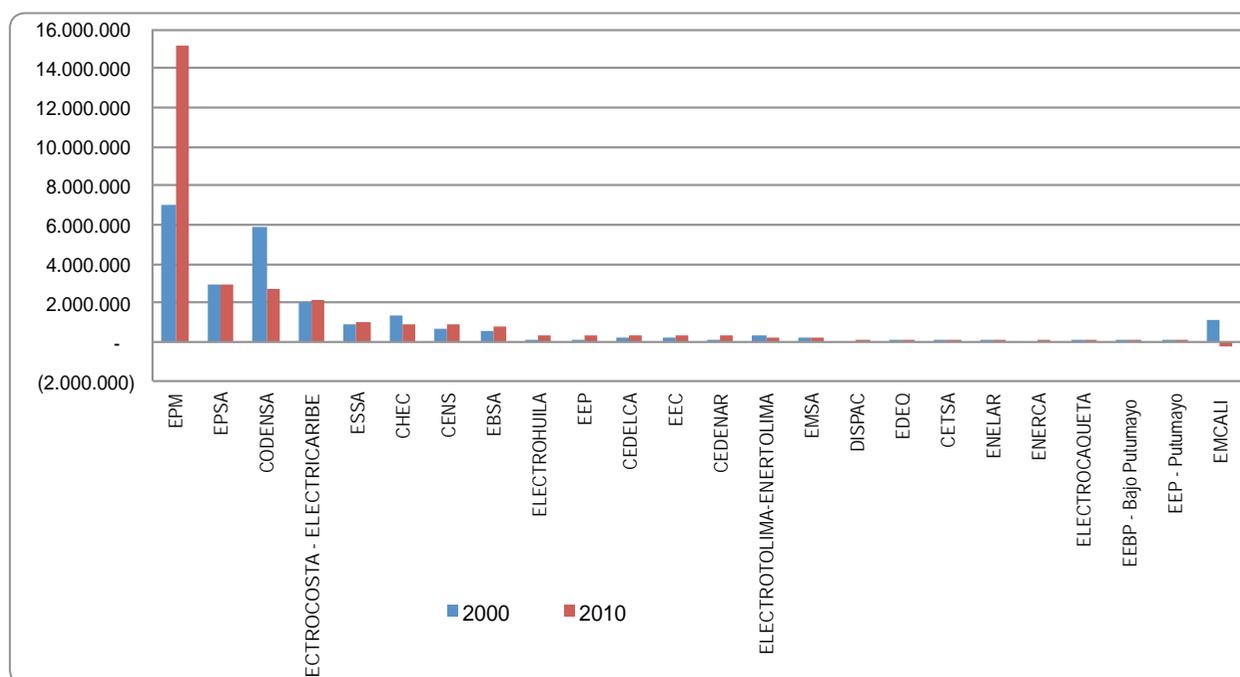
Tabla 2.22. Pasivos Totales por Empresa 2000 y 2010 (Millones de \$ de dic de 2010) (II)

PARTICIPACIÓN EN PASIVOS TOTALES (MILLONES DE \$ DIC 2010)				
EMPRESA	2000		2010	
	Pasivo	%	Pasivo	%
ENELAR	50.340	0,4%	15.789	0,1%
EEBP - Bajo Putumayo	371	0,0%	15.220	0,1%
EEP - Putumayo	734	0,0%	12.444	0,08%
ENERCA		0,0%	12.289	0,08%
CETSA	25.769	0,2%	12.226	0,08%
TOTAL	11.740.842	100,0%	15.236.210	100,0%

Fuente: Empresas, SUI

*Los pasivos de EPM correspondientes al negocio de transmisión y distribución a diciembre de 2010, ascienden a \$2.639.111 millones de pesos

Gráfico 2-68. Patrimonio por Empresas 2000 y 2010 (Millones de Pesos de Diciembre de 2010)



Fuente: Empresas, SUI

**Tabla 2.23. Patrimonio por Empresa 2000 y 2010
(Millones de Pesos de Diciembre de 2010)**

PARTICIPACIÓN EN PATRIMONIO (MILLONES DE \$ DIC 2010)				
EMPRESA	2000		2010	
	Patrimonio	%	Patrimonio	%
EPM*	7.054.164	29,4%	15.149.683	52,8%
EPSA	2.921.737	12,2%	2.929.018	10,2%
CODENSA	5.928.888	24,7%	2.748.081	9,6%
ELECTROCOSTA - ELECTRICARIBE	1.985.528	8,3%	2.095.053	7,3%
ESSA	895.496	3,7%	980.898	3,4%
CHEC	1.327.044	5,5%	916.555	3,2%
CENS	642.339	2,7%	850.090	3,0%
EBSA	509.790	2,1%	810.530	2,8%
ELECTROHUILA	160.854	0,7%	347.892	1,2%
EEP	59.229	0,2%	317.732	1,1%
CEDELCA	211.630	0,9%	288.628	1,0%
EEC	190.049	0,8%	282.814	1,0%
CEDENAR	104.488	0,4%	280.561	1,0%
ELECTROTOLIMA-ENERTOLIMA	316.421	1,3%	274.319	1,0%
EMSA	185.887	0,8%	182.823	0,6%
DISPAC		0,0%	137.795	0,5%
EDEQ	117.696	0,5%	127.914	0,4%
CETSA	138.254	0,6%	115.705	0,4%
ENELAR	32.006	0,1%	41.117	0,1%
ENERCA		0,0%	39.515	0,1%
ELECTROCAQUETA	26.267	0,1%	38.992	0,1%
EEBP - Bajo Putumayo	1.332	0,0%	8.380	0,03%
EEP - Putumayo	3.113	0,0%	7.461	0,03%
EMCALI	1.178.661	4,9%	(256.484)	-0,89%
TOTAL	23.990.873	100,0%	28.715.072	100,0%

Fuente: Empresas, SUI

*El Patrimonio de EPM correspondientes al negocio de transmisión y distribución a diciembre de 2010, ascienden a \$ 6.580.133 millones de pesos

En resumen, a diciembre de 2010 las 24 empresas analizadas tenían Activos de 43,8 billones de pesos, Pasivos por 15,2 billones de pesos y Patrimonio de 28,7 billones de pesos.

2.15.4. Rentabilidad sobre Activos

El índice ROA³⁶ que mide la rentabilidad de las empresas sobre sus Activos Totales se analiza a continuación para el consolidado de las 24 empresas:

Gráfico 2-69. ROA Consolidado por Empresas de Distribución 2000-2010

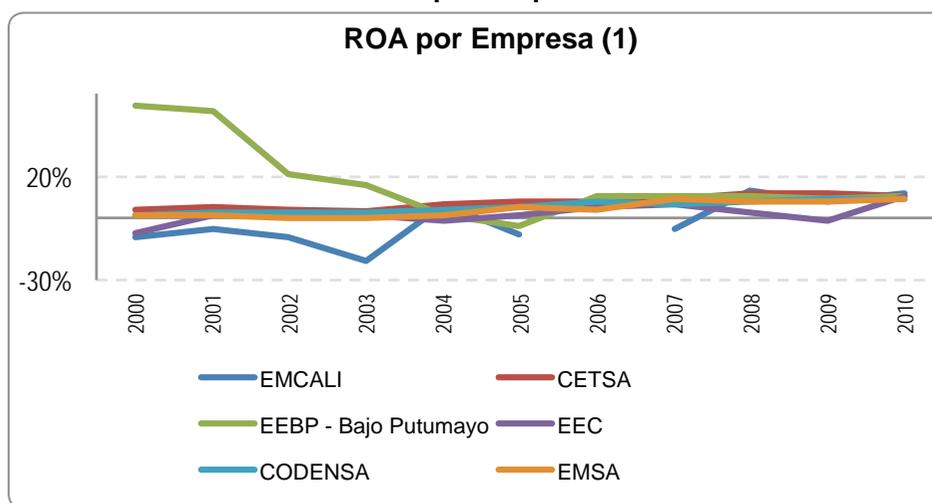


Fuente: Empresas, SUI

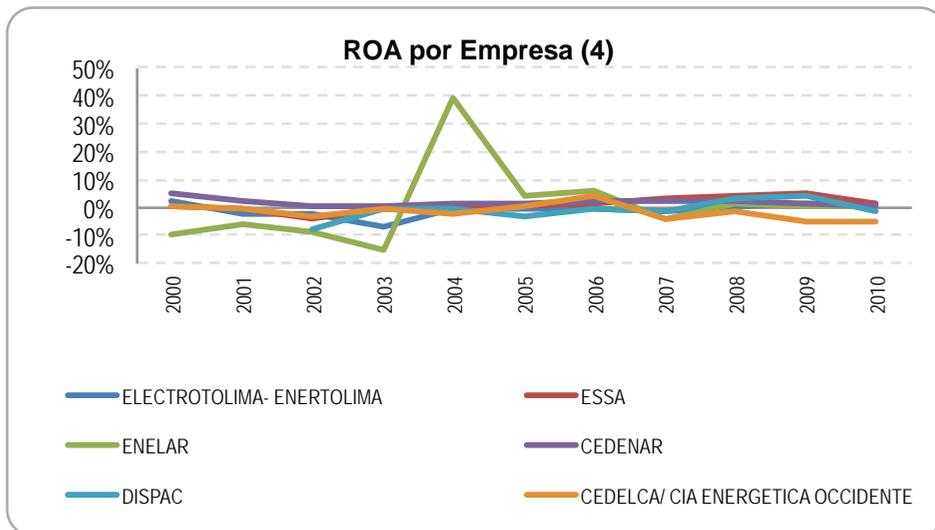
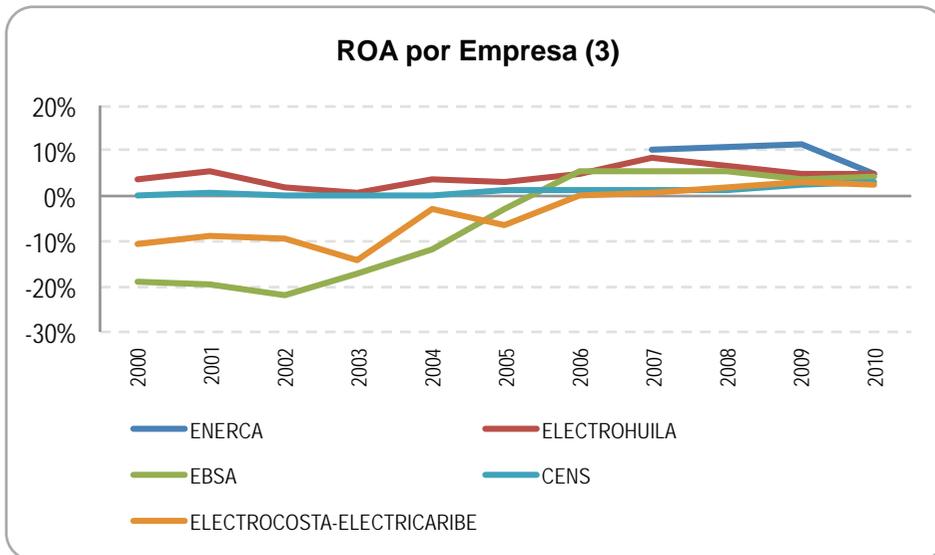
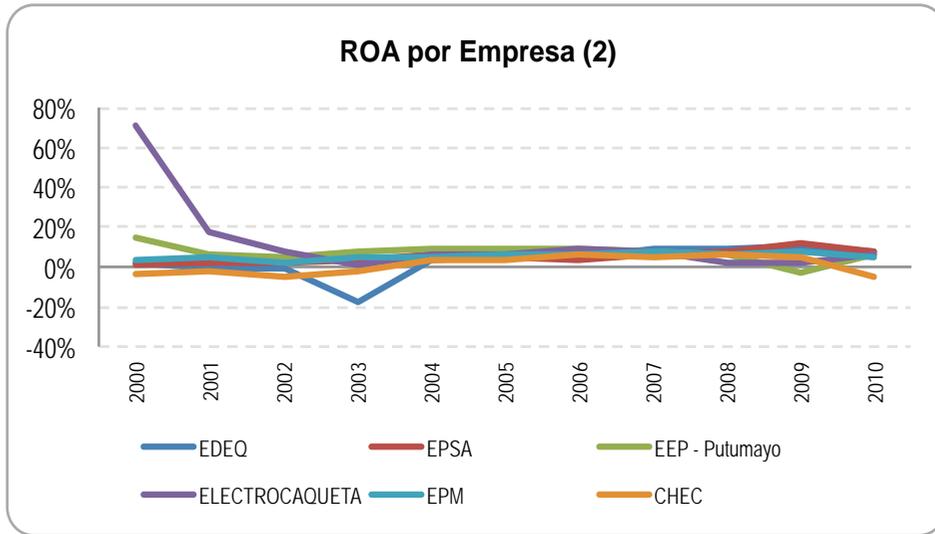
Se evidencia que a partir del 2003 el rendimiento económico sobre la inversión total (activos) aumentó gradualmente ascendiendo de -1,6% en el 2003 a 6,6% en el 2009, sin embargo, en el 2010 desciende nuevamente a un 5,4%.

La evolución del ROA por empresas desde 2000 hasta el 2008, se muestra en las siguientes gráficas:

Gráfico 2-70. ROA por Empresas 2000-2010



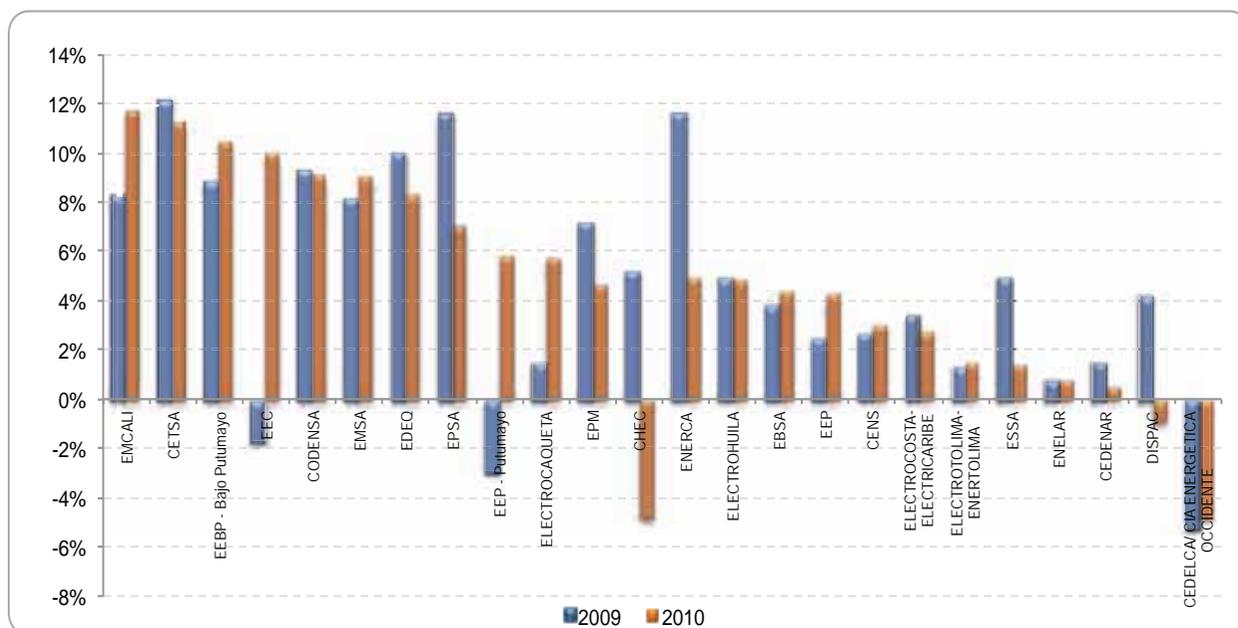
³⁶En el presente informe el ROA (Return on Assets) se calculó como la relación entre la Utilidad Neta y los Activos Totales



Fuente: Empresas, SUJ

El ROA por empresas³⁷ se muestra comparativamente para los años 2009 y 2010 en la siguiente gráfica:

Gráfico 2-71. ROA por Empresas 2009 y 2010

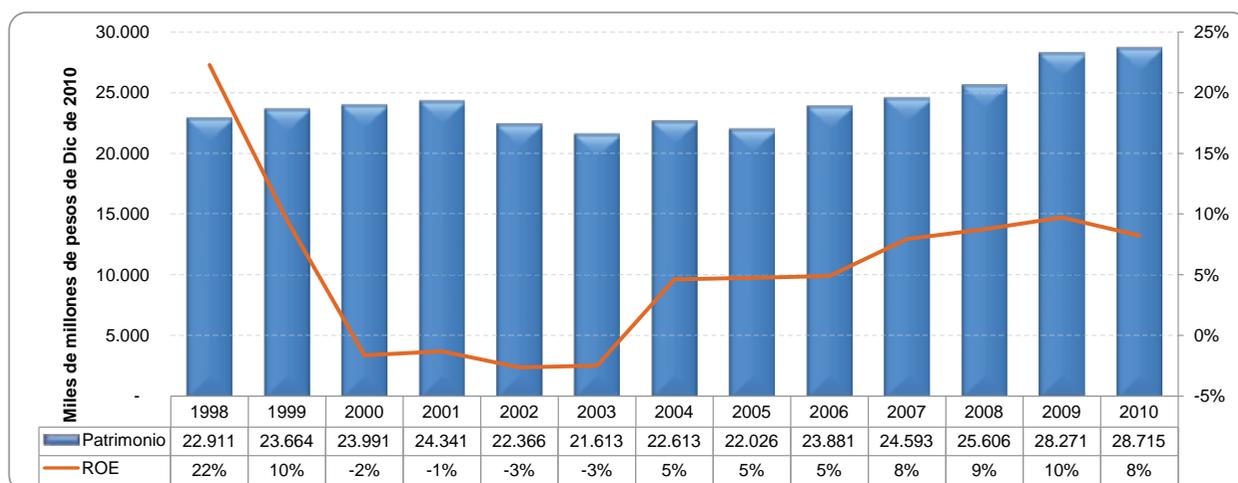


Fuente: Empresas, SUI.

2.15.5. Rentabilidad sobre Patrimonio

El índice ROE³⁸ que mide la rentabilidad de las empresas sobre su Patrimonio se analiza de manera consolidada para un grupo de 24 empresas:

Gráfico 2-72 Evolución del ROE Consolidado por Empresas de Distribución 2000-2010



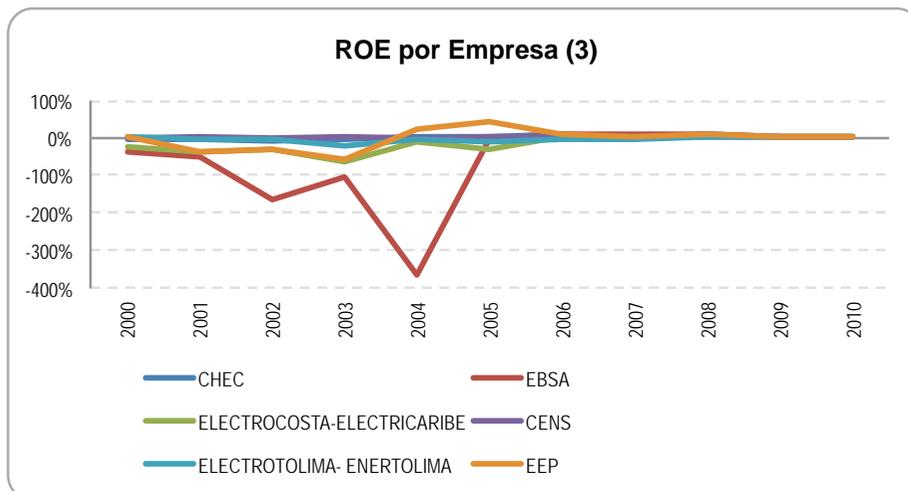
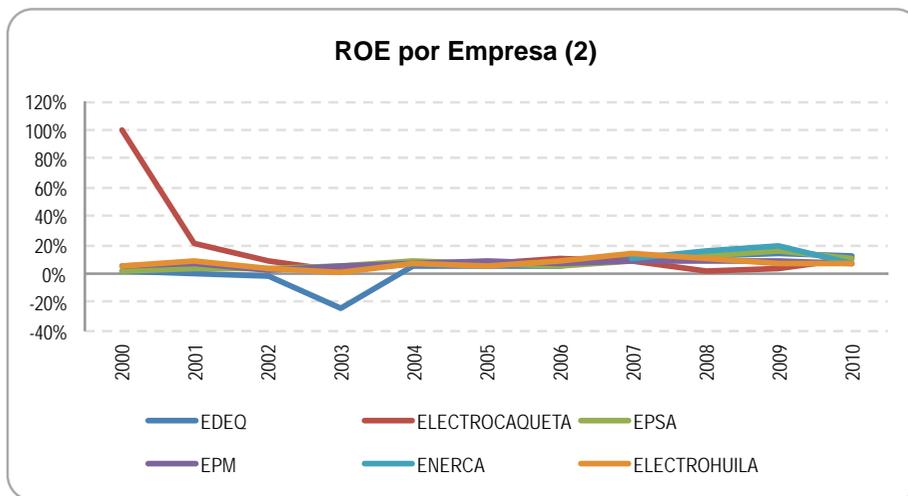
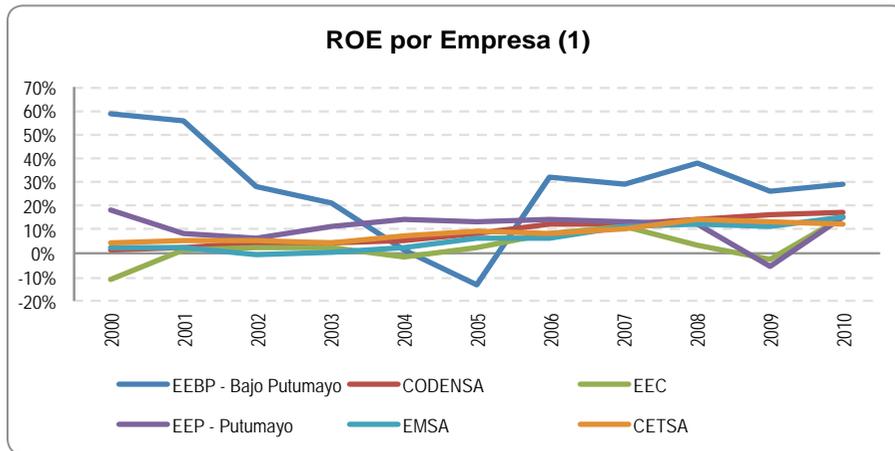
Fuente: Empresas, SUI.

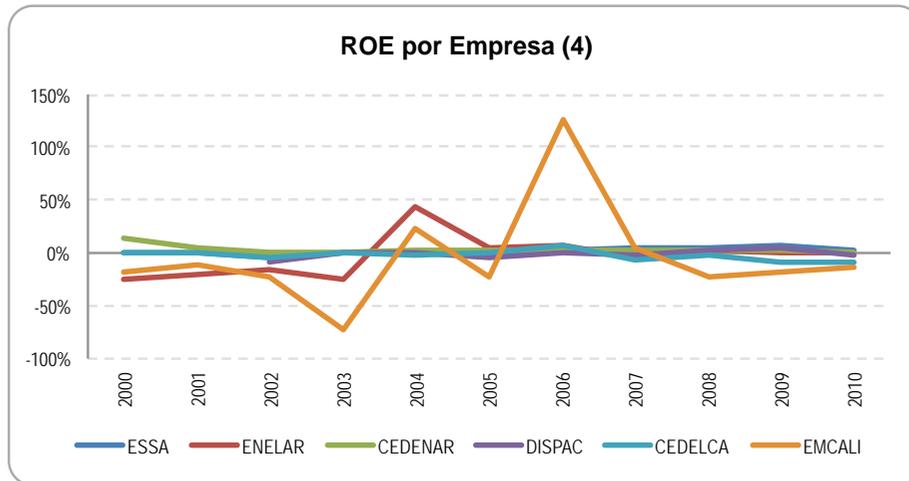
³⁷ Los indicadores incluyen el resultado total de las empresas analizadas integradas en Generación, Transmisión, Distribución y/o Comercialización según el caso.

³⁸ El ROE (Return on Equity) se calculó como la relación entre la Utilidad Neta y el Patrimonio de la empresa

Al igual que lo ocurrido con el ROA, se evidencia que a partir del año 2003 el ROE aumentó gradualmente pasando de -2,5% en el 2003 a un 9,7% en el 2009. Sin embargo, en el 2010 desciende a un 8,2%. A continuación, se muestra la evolución del ROE por empresa durante el período 1998-2010:

Gráfico 2-73. Evolución del ROE por empresas 1998-2010

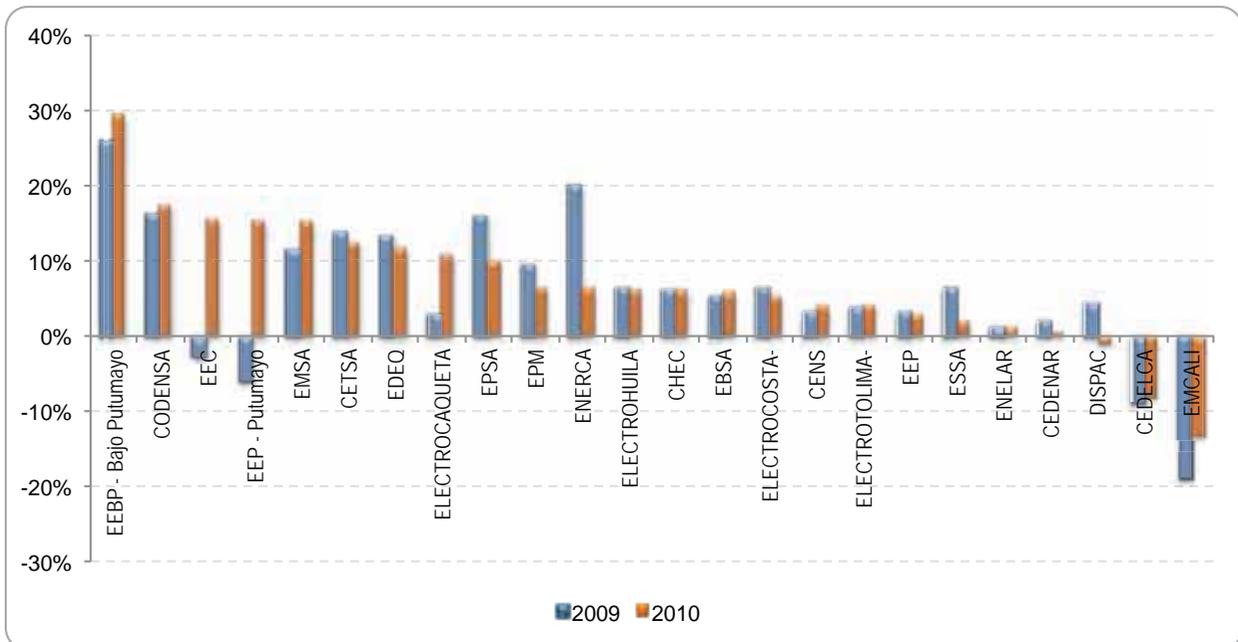




Fuente: Empresas, SUI.

A continuación, se muestra para los años 2009 y 2010 el ROE por empresa:

Gráfico 2-74. ROE por Empresas 2009 y 2010



Fuente: Empresas, SUI.



3

EVOLUCIÓN REGULATORIA

INFORME SECTORIAL SOBRE LA EVOLUCIÓN DE LA
DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA
ELÉCTRICA EN COLOMBIA

3. Evolución Regulatoria

3.1. Evolución Regulatoria 2009 - 2010

En lo que respecta a la agenda regulatoria del año 2009, la mayoría de la regulación expedida se concentró en emitir normas para asegurar la confiabilidad en la atención de la demanda y lograr una formación de precios eficientes en la Bolsa de Energía. Lo anterior, ante el evento del Fenómeno del Niño y el racionamiento de gas natural programado declarado por el Ministerio de Minas y Energía mediante la Resolución MME 18-1654 de 2009. De otra parte, también se avanzó en el proceso de aprobación de los cargos por uso de distribución para Operadores de Red, conforme a la metodología de remuneración establecida en la Resolución CREG 097 de 2008, así como en actividades preliminares para el inicio del esquema de calidad del servicio.

A continuación, se resaltan aquellos aspectos regulatorios determinantes, durante el 2009, en el Mercado de Energía Mayorista, así como aquellos asociados, particularmente, a las actividades de Distribución y Comercialización de energía eléctrica:

3.1.1. Mercado Mayorista de Energía Eléctrica

- **Cargo por Confiabilidad**

En lo que respecta al Cargo por Confiabilidad, el avance en el 2009 se resume en el aseguramiento de energía para el corto y mediano plazo. Se asignaron Obligaciones de Energía Firme- OEF, para el período diciembre de 2009 a noviembre de 2010 del orden de 56.668 GWh a plantas existentes.

- **Demanda Desconectable Voluntaria**

Durante el año 2009, se analizaron los comentarios recibidos al documento CREG 087 de 2008 y se publicó la Resolución CREG 176 de 2009, para consulta, en la cual se trata la demanda desconectable voluntaria como un recurso no despachado centralmente.

- **Formación de Precio en la Bolsa**

Para lograr una formación más eficiente del precio en la bolsa de energía, se trabajó en el manejo de Información consistente en modificar la oportunidad en que se da a conocer la información de las ofertas y el despacho a todos los agentes, para prevenir que dicha información se utilice para la conformación y/o aplicación de estrategias anticompetitivas.

- **Esquema de Oferta de Precios**

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 la cual el riesgo de recuperación de los costos de arranque-parada de las plantas y/o unidades térmicas se eliminó al cambiar la oferta en la bolsa en dos componentes: una con los precios variables y otra con los costos de arranque-parada.

- **Mercado Organizado Regulado- MOR**

Se publicó la Resolución CREG de Consulta 023 de 2009, mediante la cual se presentó la propuesta de reglamentación de todos los componentes asociados a dicho esquema de mercado a efectos de cubrir a los comercializadores y generadores del riesgo de variaciones de precios en la Bolsa de Energía, entre ellos: Definición del Producto, Demanda, Liquidación, Mercado Secundario, Esquema de Participación de la Demanda No Regulada, Subasta y Garantías. Complementariamente, se publicó, mediante la Resolución CREG 069 de 2009, para consulta, un borrador del reglamento de la subasta para la asignación de las obligaciones del MOR y un programa prototipo que permite a los agentes realizar pruebas del funcionamiento del tipo de subasta propuesta.

3.1.2. Transmisión

Se aprobó mediante la Resolución CREG 011 de 2009, la metodología de remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica para el periodo 2009 – 2013 e igualmente los inventarios y cargos a cada transmisor. También se establecieron los requisitos de las auditorías que deberán contratar las empresas de transmisión, así como el detalle de la información de las cuentas de AOM a entregar, junto con los plazos y los formatos de dicha información.

3.1.3. Distribución

En cumplimiento de lo establecido en la metodología de remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica, contenida en la Resolución CREG 097 de 2008, se inició el procedimiento de aprobación de cargos por uso a los Operadores de Red del país. Como resultado, se expidieron 28 resoluciones aprobando cargos y se resolvieron 14 recursos de reposición.

Tabla 3.1. Resoluciones CREG de la actividad de Transmisión de Energía Eléctrica

OPERADOR DE RED	RESOLUCIÓN CREG
CHEC	109 DE 2009
CEDENAR	019 DE 2010
CEDELCA	118 DE 2009
CENS	122 DE 2009
CODENSA	100 DE 2009
CIA ELECTRICIDAD DE TULUÁ	115 DE 2009
ENERTOLIMA	112 DE 2009
DISPAC	108 DE 2009
ESSA	121 DE 2009
ELECTROCAQUETA	113 DE 2009
ELECTRICARIBE	110 DE 2009
ELECTROHUILA	111 DE 2009
EMSA	102 DE 2009
ENELAR	142 DE 2009
EBSA	120 DE 2009
EEC	101 DE 2009
EEP	107 DE 2009
EEBPTM	104 DE 2009
EDEQ	106 DE 2009
EMPRESA DE ENERGÍA DEL VALLE DEL SIBUNDOY	143 DE 2009
EMCALI	116 DE 2009
EMPRESAS MUNICIPALES DE CARTAGO	117 DE 2009
EMPRESAS MUNICIPALES DE ENERGÍA ELÉCTRICA	119 DE 2009
EPM	105 DE 2009
RUITOQUE	124 DE 2009
ENERCA	123 DE 2009
EPSA	114 DE 2009

Fuente: CREG

- **Auditoría AOM**

Mediante la Resolución CREG 033 de 2010 se hizo público un proyecto de resolución de carácter general, de consulta, a fin de precisar los mecanismos de verificación de la información de AOM entregada por los Operadores de Red para el ajuste anual del porcentaje de AOM a reconocer, de acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG 097 de 2008, así como los requisitos a cumplir por parte de las firmas auditoras.

- **Pérdidas**

Mediante la Circular CREG 057 de 2009 se publicó el informe final de la consultoría para la determinación de las pérdidas de energía en los mercados de comercialización presentes en el SIN y definición de criterios para la evaluación de planes de reducción y/o mantenimiento de pérdidas de energía, elaborado por IEB S.A. Con el fin de recibir comentarios de los agentes, se firmó un convenio interadministrativo con la Universidad Tecnológica de Pereira para el acompañamiento académico en el análisis de las pérdidas técnicas del nivel de tensión 1 y en el análisis econométrico de los datos relacionados con la reducción de pérdidas de energía presentados por los OR. Mediante Circular CREG 019 de 2010, se solicitó a los Operadores de Red información histórica relacionada, entre otros aspectos, con la evolución de pérdidas de energía eléctrica entre los años 1998 y 2009 y con la evolución de instalación de medidores y usuarios, con el fin de incluir dichos datos en los análisis económicos que se realizan en la Comisión.

- **Calidad de la Potencia**

Igualmente, se firmó un convenio interadministrativo con la Universidad Tecnológica de Pereira para el acompañamiento académico en el análisis de los datos de la calidad de la potencia y el diagnóstico del estado de la calidad de la potencia por OR. Mediante la Circular CREG 017 de 2010, se solicitó a todas las empresas información sobre el sistema de medición y registro de calidad de la potencia instalado.

- **Calidad del Servicio en los Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica**

Se presentaron documentos para iniciar el esquema de incentivos y compensaciones dispuesto en la Resolución CREG 097 de 2008, tales como:

- Se expidió la Resolución CREG 098 de 2009, por medio de la cual se aclaró la forma de cálculo del componente EPU que hace parte de los índices trimestrales y de referencia.
- A través de las circulares CREG 047 y 050 de 2009 se solicitó información a los OR para la definición de los índices de referencia.
- A través de la Circular CREG 056 de 2009 se hicieron algunas precisiones sobre la aplicación de las disposiciones de la regulación de calidad.
- Se publicó, para comentarios de los agentes interesados, la Resolución CREG 177 de 2009, en la cual se propusieron las disposiciones complementarias anunciadas en la Resolución CREG 097 de 2008.

- **Áreas de distribución- ADD**

Se expidió la Resolución CREG 189 de 2009, que modifica la Resolución CREG 058 de 2008, ajustando parámetros para la aplicación de la etapa de transición y se establece el Área de Distribución de Oriente conformada por ELECTROHUILA, EEC, CODENSA, EBSA y ENELAR.

3.2. Evolución Regulatoria 2010-2011

En el marco de la regulación expedida durante el año 2010, se denota un gran dinamismo en cuanto a la reglamentación asociada a las actividades de distribución y comercialización de energía eléctrica, consistente básicamente en propuestas que, en lineamiento con lo establecido en el Decreto 387 de 2007, logra corregir y mitigar las asimetrías y distorsiones identificadas en el mercado minorista de

electricidad, tales como la propuesta para la remuneración y aprobación de los planes de recuperación y mantenimiento de pérdidas; el proyecto de Reglamento de Comercialización y otras medidas para la participación de los comercializadores en el MEM y propuesta para la promoción de la competencia.

De otro parte, también se destacan las medidas de intervención y seguimiento al MEM, adoptadas por el Gobierno Nacional y la CREG, durante el primer semestre de 2010, para efectos de asegurar la confiabilidad del sistema.

3.2.1. Medidas de Intervención

En concordancia con las políticas contenidas en la Resolución CREG 137 de 2009 (Análisis de la situación energética), mediante la Resolución CREG 009 de 2010, se estableció el nivel de referencia para determinar las ocasiones de pérdida de confiabilidad del embalse agregado (degradación) hasta finales de abril de 2010 y medidas para promover la competencia. Complementariamente, mediante la Resolución CREG 010 de 2010, se establece la obligación de embalsar la energía del despacho ideal desplazada por la térmica y el precio al cual será comprada.

Dada la vulnerabilidad de la confiabilidad en el sistema y los precios presentados, se estableció un nivel mínimo de 70 GWh/día a la generación térmica y luego, ante el incremento de los recursos hídricos, se eliminó dicha restricción fijándose que cuando el despacho diario incluya menos de 30 GWh/día térmicos, se ajusta el despacho para cumplir con este requisito. (Resolución CREG 068 de 2010).

Finalmente, mediante las resoluciones CREG 070 y 071 de 2010, se finalizó la política de embalsamiento de energía, correspondiendo el precio de energía de la energía vendida y embalsada, a la ofertada por los generadores y se derogaron las medidas transitorias sobre el análisis energético, nivel de referencia y criterios de confiabilidad asociados a la semana 49 (abril de 2010).

3.2.2. Mercado Mayorista de Energía Eléctrica y Comercialización

Producto de la situación de hidrología crítica, la escasez del gas y de las medidas de intervención en el mercado en el Mercado de Energía Mayorista, se evidenció la necesidad de adoptar ajustes en la actividad de comercialización, particularmente, la exigencia de unos mayores requisitos para la participación en el MEM, dada la quiebra y salida de algunos comercializadores puros ante la imposibilidad de garantizar sus compras de energía en el MEM.

En virtud de ello, se expidieron las resoluciones CREG 013 y 038 de 2010, por medio de las cuales se modificaron algunas disposiciones en materia de garantías y establecieron medidas para la actualización del monto de las transacciones a garantizar y anticipar el registro de fronteras comerciales por parte de los comercializadores, de tal forma que el valor a garantizar considerara las condiciones del mercado. También, estas nuevas medidas facilitaron el proceso de cambio de comercializadores por parte de los usuarios.

En el mismo sentido de las resoluciones anteriores, se expidieron las resoluciones CREG 039 y 040 de 2010, referentes a la limitación de suministro, por medio de las cuales se hizo más exigente los tiempos de interrupción a los cuales se encuentra abocado un comercializador en caso de limitación de suministro y se redujeron los plazos para la iniciación de dichas interrupciones, desde el momento en que se presenta un incumplimiento de la actualización de las garantías por parte del comercializador.

Con respecto al retiro de agentes, la CREG mediante las resoluciones 047 y 146 de 2010, estableció las reglas para hacer efectivo el retiro de agentes independientes del MEM y para garantizar la prestación del servicio a los usuarios atendidos por el comercializador que es retirado del mercado. Los usuarios atendidos por el comercializador retirado pueden cambiar libremente de comercializador, y de no efectuarlo en el plazo establecido, se atenderán como usuarios regulados del comercializador incumbente.

Producto de los antecedentes anteriormente citados, se consideró necesario y urgente avanzar en la reglamentación de la comercialización minorista, específicamente, en la expedición de la una propuesta de Reglamento de Comercialización, mediante la Resolución CREG 143 de 2010, así como en la definición de disposiciones complementarias como por ejemplo, un esquema de ajuste a las garantías y mecanismos de cubrimientos para los propietarios de los STR's y SDL's, a través de las Resoluciones CREG 144 y 145, respectivamente.

Respecto al proyecto de Reglamento de Comercialización (Resolución CREG 143 de 2010), se proponen requisitos para ejercer la comercialización como el Índice de Patrimonio Técnico e Indicador de Solvencia, responsabilidad del comercializador respecto al correcto funcionamiento del equipo de medida, responsabilidad de las actividades de suspensión, corte, reconexión y reinstalación al distribuidor, prohibición a la agrupación de fronteras multi-usuario y acceso a los equipos de medida.

3.2.3. Distribución

En materia de la definición de los costos anuales por el uso de los activos de nivel de tensión 4 y cargos máximos por uso de los niveles de tensión 3, 2 y 1, se dio inicio a la aplicación de los nuevos costos y cargos y se corrigió, por parte de la CREG, un error en los cálculos que sirvieron de base para la aprobación de los ingresos del nivel de tensión 4 para cada uno de los OR's.

También la CREG implementó la metodología establecida en la Resolución CREG 097 de 2008, respecto a la actualización anual de los gastos de AOM, con base en el AOM de referencia, a más tardar en abril de cada año, mediante la cual se actualiza el valor reconocido a los OR's (costo anual de los activos y cargos máximos). Cabe anotar, que el AOM de referencia varía según el desempeño de los indicadores de calidad del servicio prestado a los usuarios y del gasto real demostrado a la CREG, verificado por un auditor externo.

En relación a la nueva metodología sobre calidad del servicio, en la cual se plantea un esquema de incentivos y compensaciones al OR, la CREG estableció, en el 2010, para algunas empresas los índices de referencia de la discontinuidad, IRAD, para medir el desempeño de de la calidad. En el primer semestre de 2011, se definieron los IRAD para las empresas restantes, dando inicio a la aplicación del esquema en todo el país, como se indica en el siguiente cuadro. Respecto a estas resoluciones, se interpusieron por parte de varias empresas recursos de reposición.

Tabla 3.2. Resoluciones CREG de la actividad de Distribución de Energía Eléctrica

OPERADOR DE RED	RESOLUCIÓN CREG/CALIDAD
CHEC	137 DE 2010
CEDENAR	170 DE 2010
COMPAÑÍA ENERGÉTICA DE OCCIDENTE	028 DE 2011
CENS	169 DE 2010
CODENSA	119 DE 2010
CIA ELECTRICIDAD DE TULUA	120 DE 2010
ENERTOLIMA	167 DE 2010
DISPAC	026 DE 2011
ESSA	171 DE 2010
ELECTROCAQUETA	019 DE 2011
ELECTRICARIBE	025 DE 2011
ELECTROHUILA	027 DE 2011
EMSA	020 DE 2011
ENELAR	029 DE 2011
EBSA	168 DE 2010
EEC	018 DE 2011
EEP	034 DE 2011
EEBPTM	022 DE 2011
EDEQ	172 DE 2010
EMPRESA DE ENERGÍA DEL VALLE DEL SIBUNDOY	021 DE 2011
EMCALI	136 DE 2010
EMPRESAS MUNICIPALES DE CARTAGO	033 DE 2011
EMPRESAS MUNICIPALES DE ENERGÍA ELÉCTRICA	023 DE 2011
EPM	117 DE 2010
RUIITOQUE	032 DE 2011
ENERCA	030 DE 2011
EPSA	118 DE 2010

Fuente: CREG

Con respecto al tema de pérdidas, a finales de 2010, se presentó para comentarios, la Resolución CREG 184 de 2010 por medio de la cual se propone la metodología para establecer los planes de reducción de pérdidas no técnicas en los SDL. La aceptación del Plan es de carácter opcional para el OR y será de obligatorio cumplimiento las metas previstas. La remuneración del Plan estará sujeta al cumplimiento de las metas aprobadas por la CREG a cada OR y en caso de incumplimiento se establecen mecanismos para la devolución de los dineros recibidos, por el OR, a través del cargo CPROG establecido en la fórmula tarifaria (Resolución CREG 119 de 2007).

Áreas de Distribución

Continuando con la política de buscar aproximar hasta donde sea factible, los cargos por uso que enfrentan los usuarios finales del SIN, el Ministerio de Minas y la CREG mediante la Resolución CREG 149 de 2010, definió la nueva Área de Distribución de Occidente, conformada por las siguientes empresas:

Empresa Municipal de Energía Eléctrica S.A. E.S.P, EPSA S.A. E.S.P, Compañía Energética de Tuluá S.A. E.S.P, Empresas Municipales de Cartago S.A. E.S.P, EMCALI S.A. E.S.P, COMPAÑÍA ENERGÉTICA DE OCCIDENTE S.A. E.S.P y CEDENAR S.A. E.S.P.

3.2.4. Transmisión

Para la actividad de transmisión, se aprobó la base de activos y los parámetros necesarios para determinar la remuneración de las empresas con participación en el Sistema de Transmisión Nacional, incluyendo la remuneración de algunos activos de transmisión de empresas distribuidoras, como por ejemplo: EBSA, CENS, ESSA, EPM y EPSA.

3.3. Consolidado Evolución Regulatoria 2009 - 2011

En las siguientes tablas se muestra la evolución de la regulación de las actividades del MEM, Transmisión, Distribución y Comercialización para el periodo 2009 - 2011³⁹.

Tabla 3.3. Resoluciones CREG 2009

NÚMERO RES.	ASUNTO	TEMA	ACTIVIDAD	EMPRESA
CREG003	Por la cual se corrigen y aclaran unas disposiciones de la Resolución CREG-168 de 2008.	OPCIÓN TARIFARIA	COMERCIALIZACIÓN	TODAS
CREG004	Por la cual se aprueba el Factor de Riesgo de Cartera –FRC y el Cargo de Comercialización C*, aplicable para la empresa Energía Social de La Costa S.A. E.S.P., correspondiente al año 2009, según lo dispuesto en la Resolución CREG-101 de 2006.	RIESGO CARTERA	COMERCIALIZACIÓN	ELECTRICARIBE
CREG010	Por la cual se modifica lo establecido en la regulación vigente en relación con la aplicación del Índice de Precios al Consumidor (IPC) en la actualización de componentes de las fórmulas tarifarias de los servicios de Energía Eléctrica y Gas Combustible	FORMULA TARIFARIA	COMERCIALIZACIÓN	TODAS
CREG014	Por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por la Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. E.S.P. en contra de la Resolución CREG-145 de 2008.	CONTRIBUCIÓN ENTIDADES REGULADAS	DISTRIBUCIÓN	EEC
CREG015	Por la cual se complementan las normas expedidas mediante la Resolución CREG-006 de 2009, para el manejo de información, orientadas a promover y preservar la libre competencia en el Mercado de Energía Mayorista.	INFORMACIÓN	MEM	SIN
CREG021	Por la cual se fija el Costo Base de Comercialización para el Municipio de Campamento - Antioquia, aplicable a los usuarios regulados que estén conectados al Sistema de Transmisión Regional y/o Sistema de Distribución Local del mismo municipio.	COSTO BASE DE COMERCIALIZACIÓN	COMERCIALIZACIÓN	TODAS
CREG023	Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general, que pretende adoptar la CREG "Por la cual se adopta el Mercado Organizado–MOR."	MOR	MEM	SIN
CREG042	Por la cual se modifica un término establecido en el Capítulo 11 del Anexo General de la Resolución CREG 097 de 2008.	CALIDAD	DISTRIBUCIÓN	TODAS
CREG051	Por la cual se modifica el esquema de ofertas de precios, el Despacho Ideal y las reglas para determinar el precio de la Bolsa en el Mercado Energía Mayorista.	PRECIOS	MEM	SIN
CREG063	Por la cual se complementan las normas para el manejo de información orientadas a promover y preservar la libre competencia en el Mercado de Energía Mayorista.	INFORMACIÓN	MEM	SIN
CREG072	Por la cual se profiere laudo arbitral que resuelve el conflicto suscitado entre CENTRAL HIDROELECTRICA DE CALDAS S.A. E.S.P. –CHEC- y EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA S.A. E.S.P.-EEP.	LAUDO ARBITRAL	DISTRIBUCIÓN	CHEC, EEP
CREG076	Por la cual se modifican y aclaran algunas de las reglas contenidas en la Resolución CREG-051 de 2009.	PRECIOS	MEM	SIN
CREG079	Por la cual se resuelve el recurso de reposición presentado por Empresas Públicas de Medellín E.S.P. contra la Resolución CREG 054 de 2009.	RECURSO DE REPOSICIÓN	DISTRIBUCIÓN	EPM

³⁹Hasta Mayo de 2011

Continúa

Tabla 3.3. Resoluciones CREG 2009 (II)

NÚMERO RES.	ASUNTO	TEMA	ACTIVIDAD	EMPRESA
CREG080	Por la cual se resuelve el recurso de reposición presentado por Empresas Públicas de Medellín E.S.P. contra la Resolución CREG 055 del 2009	RECURSO DE REPOSICIÓN	DISTRIBUCIÓN	EPM
CREG089	Por la cual se modifican y aclaran algunas de las reglas contenidas en la Resolución CREG-051 de 2009.	PRECIOS	MEM	SIN
CREG098	Por la cual se aclara el procedimiento de cálculo del componente EPU utilizado para el cálculo de los Índices Trimestrales Agrupados de la Discontinuidad- ITAD, se definen las fechas de reporte de información de las cuales trata el numeral 10.3.1 del Anexo General de la Resolución CREG 097 de 2008 y se establecen otras disposiciones.	INDICES DE CALIDAD	DISTRIBUCIÓN	TODAS
CREG100	Por la cual se aprueban el Costo Anual por el uso de los Activos del Nivel de Tensión 4 y los Cargos Máximos de los Niveles de Tensión 3, 2 y 1 de los activos operados por CODENSA S.A. E.S.P. en el Sistema de Transmisión Regional (STR) y en el Sistema de Distribución Local (SDL).	COSTO ANUAL ACTIVOS Y CARGOS MÁXIMOS DE DISTRIBUCIÓN	DISTRIBUCIÓN	CODENSA
CREG101	Por la cual se aprueban el Costo Anual por el uso de los Activos del Nivel de Tensión 4 y los Cargos Máximos de los Niveles de Tensión 3, 2 y 1 de los activos operados por la Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. E.S.P. en el Sistema de Transmisión Regional (STR) y en el Sistema de Distribución Local (SDL).	COSTO ANUAL ACTIVOS Y CARGOS MÁXIMOS DE DISTRIBUCIÓN	DISTRIBUCIÓN	EEC
CREG102	Por la cual se aprueban el Costo Anual por el uso de los Activos del Nivel de Tensión 4 y los Cargos Máximos de los Niveles de Tensión 3, 2 y 1 de los activos operados por la Electrificadora del Meta S.A. E.S.P. en el Sistema de Transmisión Regional (STR) y en el Sistema de Distribución Local (SDL).	COSTO ANUAL ACTIVOS Y CARGOS MÁXIMOS DE DISTRIBUCIÓN	DISTRIBUCIÓN	EMSA
CREG103	Por la cual se aprueban el Costo Anual por el uso de los Activos del Nivel de Tensión 4 y los Cargos Máximos de los Niveles de Tensión 3, 2 y 1 de los activos operados por la Empresa de Energía del Putumayo S.A. E.S.P. en el Sistema de Transmisión Regional (STR) y en el Sistema de Distribución Local (SDL).	COSTO ANUAL ACTIVOS Y CARGOS MÁXIMOS DE DISTRIBUCIÓN	DISTRIBUCIÓN	EEPTM
CREG104	Por la cual se aprueban el Costo Anual por el uso de los Activos del Nivel de Tensión 4 y los Cargos Máximos de los Niveles de Tensión 3, 2 y 1 de los activos operados por la Empresa de Energía del Bajo Putumayo S.A. E.S.P. en el Sistema de Transmisión Regional (STR) y en el Sistema de Distribución Local (SDL).	COSTO ANUAL ACTIVOS Y CARGOS MÁXIMOS DE DISTRIBUCIÓN	DISTRIBUCIÓN	EEBPTM
CREG105	Por la cual se fijan y aprueban el Costo Anual por el uso de los Activos del Nivel de Tensión 4, los cargos unificados de distribución y comercialización, aplicables a los usuarios del nuevo Sistema de Transmisión Regional y/o Distribución Local, resultante de la integración de los mercados de comercialización y distribución de energía eléctrica operados por Empresas Públicas de Medellín E.S.P. y el Municipio de Campamento y de la aplicación de la metodología tarifaria adoptada mediante la Resolución CREG 097 de 2008	COSTO ANUAL ACTIVOS Y CARGOS MÁXIMOS DE DISTRIBUCIÓN	DISTRIBUCIÓN	EPM
CREG106	Por la cual se aprueban el Costo Anual por el uso de los Activos del Nivel de Tensión 4 y los Cargos Máximos de los Niveles de Tensión 3, 2 y 1 de los activos operados por la Empresa de Energía del Quindío S.A. E.S.P. en el Sistema de Transmisión Regional (STR) y en el Sistema de Distribución Local (SDL).	COSTO ANUAL ACTIVOS Y CARGOS MÁXIMOS DE DISTRIBUCIÓN	DISTRIBUCIÓN	EDEQ
CREG107	Por la cual se aprueban el Costo Anual por el uso de los Activos del Nivel de Tensión 4 y los Cargos Máximos de los Niveles de Tensión 3, 2 y 1 de los activos operados por la Empresa de Energía de Pereira S.A. E.S.P. en el Sistema de Transmisión Regional (STR) y en el Sistema de Distribución Local (SDL).	COSTO ANUAL ACTIVOS Y CARGOS MÁXIMOS DE DISTRIBUCIÓN	DISTRIBUCIÓN	EEP
CREG108	Por la cual se aprueban el Costo Anual por el uso de los Activos del Nivel de Tensión 4 y los Cargos Máximos de los Niveles de Tensión 3, 2 y 1 de los activos operados por la empresa Distribuidora del Pacífico S.A. E.S.P. en el Sistema de Transmisión Regional (STR) y en el Sistema de Distribución Local (SDL).	COSTO ANUAL ACTIVOS Y CARGOS MÁXIMOS DE DISTRIBUCIÓN	DISTRIBUCIÓN	DISPAC
CREG109	Por la cual se aprueban el Costo Anual por el uso de los Activos del Nivel de Tensión 4 y los Cargos Máximos de los Niveles de Tensión 3, 2 y 1 de los activos operados por la empresa Central Hidroeléctrica de Caldas S.A. E.S.P. en el Sistema de Transmisión Regional (STR) y en el Sistema de Distribución Local (SDL).	COSTO ANUAL ACTIVOS Y CARGOS MÁXIMOS DE DISTRIBUCIÓN	DISTRIBUCIÓN	CHEC
CREG110	Por la cual se fijan y aprueban los cargos unificados de distribución y comercialización aplicables a los usuarios del Sistema de Transmisión Regional Norte y del nuevo Sistema de Distribución Local, resultante de la integración de los mercados de comercialización y distribución de energía eléctrica que eran operados por la Electrificadora de la Costa Atlántica S.A. E.S.P. y por la Electrificadora del Caribe S.A. E.S.P. y que actualmente opera esta última	COSTO ANUAL ACTIVOS Y CARGOS MÁXIMOS DE DISTRIBUCIÓN	DISTRIBUCIÓN	ELECTRICARIBE

Continúa

Tabla 3.3. Resoluciones CREG 2009 (III)

NÚMERO RES.	ASUNTO	TEMA	ACTIVIDAD	EMPRESA
CREG111	Por la cual se aprueban el Costo Anual por el uso de los Activos del Nivel de Tensión 4 y los Cargos Máximos de los Niveles de Tensión 3, 2 y 1 de los activos operados por la ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P. en el Sistema de Transmisión Regional (STR) y en el Sistema de Distribución Local (SDL).	COSTO ANUAL ACTIVOS Y CARGOS MÁXIMOS DE DISTRIBUCIÓN	DISTRIBUCIÓN	ELECTROHUILA
CREG112	Por la cual se aprueban el Costo Anual por el uso de los Activos del Nivel de Tensión 4 y los Cargos Máximos de los Niveles de Tensión 3, 2 y 1 de los activos operados por la COMPAÑÍA ENERGÉTICA DEL TOLIMA S.A. E.S.P. en el Sistema de Transmisión Regional (STR) y en el Sistema de Distribución Local (SDL).	COSTO ANUAL ACTIVOS Y CARGOS MÁXIMOS DE DISTRIBUCIÓN	DISTRIBUCIÓN	ENERTOLIMA
CREG113	Por la cual se aprueban el Costo Anual por el uso de los Activos del Nivel de Tensión 4 y los Cargos Máximos de los Niveles de Tensión 3, 2 y 1 de los activos operados por la ELECTRIFICADORA DEL CAQUETÁ S.A. E.S.P. en el Sistema de Transmisión Regional (STR) y en el Sistema de Distribución Local (SDL).	COSTO ANUAL ACTIVOS Y CARGOS MÁXIMOS DE DISTRIBUCIÓN	DISTRIBUCIÓN	ELECTROCAQUETÁ
CREG114	Por la cual se aprueban el Costo Anual por el uso de los Activos del Nivel de Tensión 4 y los Cargos Máximos de los Niveles de Tensión 3, 2 y 1 de los activos operados por la Empresa de Energía del Pacífico S.A. E.S.P. en el Sistema de Transmisión Regional (STR) y en el Sistema de Distribución Local (SDL).	COSTO ANUAL ACTIVOS Y CARGOS MÁXIMOS DE DISTRIBUCIÓN	DISTRIBUCIÓN	EPSA
CREG115	Por la cual se aprueban los Cargos Máximos de los Niveles de Tensión 3, 2 y 1 de los activos operados por la Compañía de Electricidad de Tuluá S.A. E.S.P. en el Sistema de Distribución Local (SDL).	COSTO ANUAL ACTIVOS Y CARGOS MÁXIMOS DE DISTRIBUCIÓN	DISTRIBUCIÓN	CIA ELECTRICIDAD DE TULUÁ
CREG116	Por la cual se aprueban el Costo Anual por el uso de los Activos del Nivel de Tensión 4 y los Cargos Máximos de los Niveles de Tensión 3, 2 y 1 de los activos operados por Empresas Municipales de Cali S.A. E.S.P. en el Sistema de Transmisión Regional (STR) y en el Sistema de Distribución Local (SDL).	COSTO ANUAL ACTIVOS Y CARGOS MÁXIMOS DE DISTRIBUCIÓN	DISTRIBUCIÓN	EMCALI
CREG117	Por la cual se aprueban los Cargos Máximos de los Niveles de Tensión 3, 2 y 1 de los activos operados por Empresas Municipales de Cartago S.A. E.S.P. en el Sistema de Distribución Local (SDL).	COSTO ANUAL ACTIVOS Y CARGOS MÁXIMOS DE DISTRIBUCIÓN	DISTRIBUCIÓN	EMPRESAS MUNICIPALES DE CARTAGO
CREG118	Por la cual se aprueban el Costo Anual por el uso de los Activos del Nivel de Tensión 4 y los Cargos Máximos de los Niveles de Tensión 3, 2 y 1 de los activos operados por la Compañía de Electricidad del Cauca S.A. E.S.P. en el Sistema de Transmisión Regional (STR) y en el Sistema de Distribución Local (SDL).	COSTO ANUAL ACTIVOS Y CARGOS MÁXIMOS DE DISTRIBUCIÓN	DISTRIBUCIÓN	CEDELCA
CREG119	Por la cual se aprueban los Cargos Máximos de los Niveles de Tensión 3, 2 y 1 de los activos operados por la Empresa Municipal de Energía Eléctrica S.A. E.S.P. en el Sistema de Distribución Local (SDL).	COSTO ANUAL ACTIVOS Y CARGOS MÁXIMOS DE DISTRIBUCIÓN	DISTRIBUCIÓN	EMPRESA MUNICIPAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
CREG120	Por la cual se aprueban el Costo Anual por el uso de los Activos del Nivel de Tensión 4 y los Cargos Máximos de los Niveles de Tensión 3, 2 y 1 de los activos operados por la Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P. en el Sistema de Transmisión Regional (STR) y en el Sistema de Distribución Local (SDL).	COSTO ANUAL ACTIVOS Y CARGOS MÁXIMOS DE DISTRIBUCIÓN	DISTRIBUCIÓN	EBSA
CREG121	Por la cual se aprueban el Costo Anual por el uso de los Activos del Nivel de Tensión 4 y los Cargos Máximos de los Niveles de Tensión 3, 2 y 1 de los activos operados por la Electrificadora de Santander S.A. E.S.P. en el Sistema de Transmisión Regional (STR) y en el Sistema de Distribución Local (SDL).	COSTO ANUAL ACTIVOS Y CARGOS MÁXIMOS DE DISTRIBUCIÓN	DISTRIBUCIÓN	ESSA
CREG122	Por la cual se aprueban el Costo Anual por el uso de los Activos del Nivel de Tensión 4 y los Cargos Máximos de los Niveles de Tensión 3, 2 y 1 de los activos operados por la empresa Centrales Eléctricas del Norte de Santander S.A. E.S.P. en el Sistema de Transmisión Regional (STR) y en el Sistema de Distribución Local (SDL).	COSTO ANUAL ACTIVOS Y CARGOS MÁXIMOS DE DISTRIBUCIÓN	DISTRIBUCIÓN	CENS
CREG123	Por la cual se aprueban el Costo Anual por el uso de los Activos del Nivel de Tensión 4 y los Cargos Máximos de los Niveles de Tensión 3, 2 y 1 de los activos operados por la Empresa de Energía de Casanare S.A. E.S.P. en el Sistema de Transmisión Regional (STR) y en el Sistema de Distribución Local (SDL).	COSTO ANUAL ACTIVOS Y CARGOS MÁXIMOS DE DISTRIBUCIÓN	DISTRIBUCIÓN	ENERCA
CREG124	Por la cual se aprueban los Cargos Máximos de los Niveles de Tensión 3, 2 y 1 de los activos operados por la empresa Ruitoque S.A. E.S.P. en el Sistema de Distribución Local (SDL).	COSTO ANUAL ACTIVOS Y CARGOS MÁXIMOS DE DISTRIBUCIÓN	DISTRIBUCIÓN	RUITOQUE
CREG127	Por la cual se suspende temporal y parcialmente la aplicación de las normas sobre manejo confidencial de la información de que trata las resoluciones CREG 006 y 015 de 2009.	INFORMACIÓN	MEM	SIN
CREG137	Por la cual se dictan normas transitorias sobre funcionamiento del Mercado Mayorista de Energía.	FUNCIONAMIENTO	MEM	SIN

Continúa

Tabla 3.3. Resoluciones CREG 2009 (IV)

NÚMERO RES.	ASUNTO	TEMA	ACTIVIDAD	EMPRESA
CREG142	Por la cual se aprueban el Costo Anual por el uso de los Activos del Nivel de Tensión 4 y los Cargos Máximos de los Niveles de Tensión 3, 2 y 1 de los activos operados por la Empresa de Energía de Arauca E.S.P. en el Sistema de Transmisión Regional (STR) y en el Sistema de Distribución Local (SDL).	COSTO ANUAL ACTIVOS Y CARGOS MÁXIMOS DE DISTRIBUCIÓN	DISTRIBUCIÓN	ENELAR
CREG143	Por la cual se aprueban los Cargos Máximos de los Niveles de Tensión 3, 2 y 1 de los activos operados por la Empresa de Energía del Valle de Sibundoy S.A. E.S.P. en el Sistema de Distribución Local (SDL).	COSTO ANUAL ACTIVOS Y CARGOS MÁXIMOS DE DISTRIBUCIÓN	DISTRIBUCIÓN	EMPRESA DE ENERGÍA DEL VALLE DEL SIBUNDOY
CREG144	Por la cual se señala el porcentaje de la contribución que deben pagar las entidades sometidas a la regulación de la Comisión de Regulación de Energía y Gas en el año 2009, y se dictan otras disposiciones.	CONTRIBUCIÓN ENTIDADES REGULADAS	DISTRIBUCIÓN	TODAS
CREG145	Por la cual se señala la contribución que debe pagar a la Comisión de Regulación de Energía y Gas cada una de las entidades reguladas por el año 2009.	CONTRIBUCIÓN ENTIDADES REGULADAS	DISTRIBUCIÓN	TODAS
CREG156	Por la cual se complementa la Resolución CREG 119 de 2007.	FORMULA TARIFARIA	COMERCIALIZACIÓN	TODAS
CREG157	Por la cual se complementa la Resolución CREG 097 de 2008.	CARGOS POR USO	DISTRIBUCIÓN	TODAS
CREG159	Por la cual se modifica la Resolución CREG-127 de 2009	INFORMACIÓN	MEM	SIN
CREG166	Por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por la Empresa Municipal de Energía Eléctrica S.A. E.S.P. contra la Resolución CREG 119 de 2009.	RECURSO DE REPOSICIÓN CARGOS POR USO	DISTRIBUCIÓN	EMPRESA MUNICIPAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
CREG168	Por la cual se resuelve el Recurso de Reposición interpuesto por EMPRESA DE ENERGÍA DEL PUTUMAYO S.A. E.S.P. contra la Resolución CREG 103 de 2009.	RECURSO DE REPOSICIÓN CARGOS POR USO	DISTRIBUCIÓN	EEPTM
CREG169	Por la cual se resuelve el Recurso de Reposición interpuesto por EMPRESA DE ENERGÍA DEL BAJO PUTUMAYO S.A. E.S.P. contra la Resolución CREG 104 de 2009.	RECURSO DE REPOSICIÓN CARGOS POR USO	DISTRIBUCIÓN	EEBPTM
CREG170	Por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por la CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE CALDAS S.A. E.S.P. contra la Resolución CREG 109 de 2009.	RECURSO DE REPOSICIÓN CARGOS POR USO	DISTRIBUCIÓN	CHEC
CREG171	Por la cual se resuelve el Recurso de Reposición interpuesto por la empresa Centrales Eléctricas del Norte de Santander S.A. E.S.P., contra la Resolución CREG 122 de 2009	RECURSO DE REPOSICIÓN CARGOS POR USO	DISTRIBUCIÓN	CENS
CREG172	Por la cual se resuelve el Recurso de Reposición interpuesto por la Electrificadora de Santander S.A. E.S.P., contra la Resolución CREG 121 de 2009.	RECURSO DE REPOSICIÓN CARGOS POR USO	DISTRIBUCIÓN	ESSA
CREG173	Por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por la EMPRESA DE ENERGÍA DEL QUINDIO S.A. E.S.P. contra la Resolución CREG 106 de 2009.	RECURSO DE REPOSICIÓN CARGOS POR USO	DISTRIBUCIÓN	EDEQ
CREG182	Por la cual se decide la solicitud de ELECTRO COSTA S.A. E.S.P. de extender la senda establecida mediante Resolución CREG 102 de 2005.	TARIFA	COMERCIALIZACIÓN	ELECTRICARIBE
CREG183	Por la cual se adoptan reglas relativas al cambio de usuarios entre el mercado no regulado y el mercado regulado y se adoptan otras disposiciones.	REGLAS MERCADO REGULADO Y NO REGULADO	COMERCIALIZACIÓN	TODAS
CREG184	Por la cual se señala la contribución que deben pagar las entidades reguladas que no fueron incluidas en las resoluciones CREG-145 de 2008, CREG-100 de 2007, CREG-100 de 2006, CREG-107 de 2005 y CREG-082 de 2004.	CONTRIBUCIÓN ENTIDADES REGULADAS	DISTRIBUCIÓN	TODAS
CREG189	Por la cual se modifica la Resolución CREG 058 de 2008	ADD	DISTRIBUCIÓN	TODAS

Tabla 3.4. Resoluciones CREG 2010

NÚMERO RES.	ASUNTO	TEMA	ACTIVIDAD	EMPRESA
CREG002	Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución que pretende adoptar la CREG con el fin de definir la metodología para la determinación de los costos máximos que deberán aplicar los municipios o distritos para remunerar a los prestadores del servicio de alumbrado público así como el uso de los activos vinculados al servicio de alumbrado público.	ALUMBRADO PÚBLICO	DISTRIBUCIÓN	TODAS
CREG003	Por la cual se resuelve el Recurso de Reposición interpuesto por la Empresa de Energía de Arauca E.S.P., contra la Resolución CREG 142 de 2009	RECURSO DE REPOSICIÓN CARGOS POR USO	DISTRIBUCIÓN	ENELAR
CREG009	Por la cual se definen criterios de confiabilidad para el seguimiento del análisis energético previsto en la Resolución CREG-137 de 2009	CONFIABILIDAD ENERGÉTICA	MEM	SIN
CREG010	Por la cual se dictan normas transitorias sobre funcionamiento del Mercado Mayorista de Energía para garantizar el sostenimiento de la confiabilidad de corto plazo.	FUNCIONAMIENTO Y CONFIABILIDAD ENERGÉTICA	MEM	SIN
CREG011	Por la cual se modifican parcialmente las Resoluciones CREG 024 de 1995 y 051 de 2009, sobre funcionamiento del Mercado de Energía Mayorista.	FUNCIONAMIENTO	MEM	SIN
CREG012	Por la cual se complementan algunas disposiciones de la Resolución CREG-168 de 2008 (Opción Tarifaria en ADD)	ADD	DISTRIBUCIÓN	TODAS
CREG013	Por la cual se modifican algunas disposiciones en materia de garantías y registro de fronteras y contratos de los agentes participantes en el Mercado de Energía Mayorista.	GARANTÍAS	COMERCIALIZACIÓN	SIN
CREG014	Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general, que pretende adoptar la CREG "Por la cual se modifican las Resoluciones CREG 116 de 1998 y 001 de 2003."	LIMITACIÓN DE SUMINISTRO	COMERCIALIZACIÓN	SIN
CREG018	Por la cual se aprueba el Factor de Riesgo de Cartera -FRC y el Cargo de Comercialización C*, aplicable para la empresa Energía Social de La Costa S.A. E.S.P., correspondiente al año 2010, según lo dispuesto en la Resolución CREG-101 de 2006.	COSTO BASE DE COMERCIALIZACIÓN	COMERCIALIZACIÓN	ELECTRICARIBE
CREG019	Por la cual se aprueban el Costo Anual por el uso de los Activos del Nivel de Tensión 4 y los Cargos Máximos de los Niveles de Tensión 3, 2 y 1 de los activos operados por Centrales Eléctricas de Nariño S.A. E.S.P. en el Sistema de Transmisión Regional (STR) y en el Sistema de Distribución Local (SDL).	COSTO ANUAL ACTIVOS Y CARGOS MÁXIMOS DE DISTRIBUCIÓN	DISTRIBUCIÓN	CEDENAR
CREG023	Por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por Centrales Eléctricas del Cauca S.A. E.S.P. contra la Resolución CREG 118 de 2009 y, de oficio, se modifica el artículo 1 de la misma resolución.	RECURSO DE REPOSICIÓN CARGOS POR USO	DISTRIBUCIÓN	CEDELCA
CREG024	Por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por la Empresa de Energía del Pacífico S.A. E.S.P. contra la Resolución CREG 114 de 2009.	RECURSO DE REPOSICIÓN CARGOS POR USO	DISTRIBUCIÓN	EPSA
CREG025	Por la cual se resuelve el Recurso de Reposición interpuesto por Electrificadora del Meta S.A. E.S.P. contra la Resolución CREG 102 de 2009.	RECURSO DE REPOSICIÓN CARGOS POR USO	DISTRIBUCIÓN	EMSA
CREG026	Por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P. contra la Resolución CREG 105 de 2009.	RECURSO DE REPOSICIÓN CARGOS POR USO	DISTRIBUCIÓN	EPM
CREG027	Por la cual se resuelve el Recurso de Reposición interpuesto por la COMPAÑÍA ENERGÉTICA DEL TOLIMA S.A. E.S.P., contra la Resolución CREG 112 de 2009 y, de oficio, se modifica el artículo 1 de la misma Resolución.	RECURSO DE REPOSICIÓN CARGOS POR USO	DISTRIBUCIÓN	ENERTOLIMA
CREG036	Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general, que pretende adoptar la CREG con la cual se regula 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 del servicio de alumbrado público.	ALUMBRADO PÚBLICO	DISTRIBUCIÓN	TODAS
CREG038	Por la cual se modifican los procedimientos de registro de fronteras comerciales y se establecen otras disposiciones.	FRONTERAS COMERCIALES	COMERCIALIZACIÓN	TODAS
CREG039	Por la cual se modifican las reglas aplicables a limitación de suministro de que tratan las Resoluciones CREG 116 de 1998 y 001 de 2003.	LIMITACIÓN DE SUMINISTRO	COMERCIALIZACIÓN	TODAS
CREG040	Por la cual se modifican las reglas aplicables a la limitación de suministro de que trata la Resolución CREG 116 de 1998.	LIMITACIÓN DE SUMINISTRO	COMERCIALIZACIÓN	TODAS
CREG043	Por la cual se aclaran disposiciones de la Resolución CREG 097 de 2008 relacionadas con la regulación de calidad del servicio en los Sistemas de Distribución Local y se adoptan disposiciones complementarias a dicha resolución.	CALIDAD	DISTRIBUCIÓN	TODAS

Continúa

Tabla 3.4. Resoluciones CREG 2010 (II)

NÚMERO RES.	ASUNTO	TEMA	ACTIVIDAD	EMPRESA
CREG047	Por la cual se regula el retiro de los agentes del mercado, se toman medidas para garantizar la continuidad en la prestación del servicio a los usuarios finales y se adoptan otras disposiciones.	RETIRO AGENTES	COMERCIALIZACIÓN	TODAS
CREG049	Por la cual se modifica parcialmente el Artículo 2 de la Resolución CREG-137 de 2009, sobre criterios de confiabilidad para el seguimiento del análisis energético.	CONFIABILIDAD ENERGÉTICA	MEM	SIN
CREG051	Por la cual se precisan los mecanismos de verificación de la información de AOM entregada por los Operadores de Red para el ajuste anual del porcentaje de AOM a reconocer.	AOM	DISTRIBUCIÓN	TODAS
CREG067	Por la cual se aclaran y corrigen algunas disposiciones de las resoluciones CREG 097 de 2008 y 098 de 2009, relacionadas con la calidad del servicio en el SDL.	CALIDAD	DISTRIBUCIÓN	TODAS
CREG068	Por la cual se modifica parcialmente el artículo 2 de la Resolución CREG-137 de 2009, sobre criterios de confiabilidad para el seguimiento del análisis energético	CONFIABILIDAD ENERGÉTICA	MEM	SIN
CREG073	Por la cual se modifica la Resolución CREG 024 de 1995 sobre funcionamiento del Mercado de Energía Mayorista	FUNCIONAMIENTO	MEM	SIN
CREG074	Por la cual se ajusta la remuneración de los servicios regulados del CND, ASIC y LAC y se adoptan otras decisiones.	SERVICIOS REGULADOS	MEM	SIN
CREG081	Por la cual se corrige un error en los cálculos que sirvieron de base para la expedición de la Resolución CREG 100 de 2009 y se modifica dicho acto.	COSTO ANUAL ACTIVOS	DISTRIBUCIÓN	CODENSA
CREG082	Por la cual se corrige un error en los cálculos que sirvieron de base para la expedición de la Resolución CREG 101 de 2009 y se modifica dicho acto.	COSTO ANUAL ACTIVOS	DISTRIBUCIÓN	EEC
CREG083	Por la cual se corrige un error en los cálculos que sirvieron de base para la expedición de la Resolución CREG 108 de 2009. DISPAC	COSTO ANUAL ACTIVOS	DISTRIBUCIÓN	DISPAC
CREG084	Por la cual se corrige un error en los cálculos que sirvieron de base para la expedición de la Resolución CREG 120 de 2009 y se modifica dicho acto.	COSTO ANUAL ACTIVOS	DISTRIBUCIÓN	EBSA
CREG085	Por la cual se corrige un error en los cálculos que sirvieron de base para la expedición de la Resolución CREG 111 de 2009.	COSTO ANUAL ACTIVOS	DISTRIBUCIÓN	ELECTROHUILA
CREG086	Por la cual se corrige un error en los cálculos que sirvieron de base para la expedición de la Resolución CREG 110 de 2009 y se excluye una bahía de la subestación Nueva Barranquilla. ELECTRICARIBE	COSTO ANUAL ACTIVOS	DISTRIBUCIÓN	ELECTRICARIBE
CREG088	Por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por Centrales Eléctricas del Cauca S.A. E.S.P. contra la Resolución CREG 023 de 2010.	RECURSO DE REPOSICIÓN CARGOS POR USO	DISTRIBUCIÓN	CEDENAR
CREG089	Por la cual se aprueban el Costo Anual por el uso de los Activos del Nivel de Tensión 4 y los Cargos Máximos de los Niveles de Tensión 3, 2 y 1 de los activos operados por la Empresa de Energía Eléctrica del Departamento del Guaviare S.A. E.S.P. en el Sistema de Transmisión Regional (STR) y en el Sistema de Distribución Local (SDL).	COSTO ANUAL ACTIVOS Y CARGOS MÁXIMOS DE DISTRIBUCIÓN	DISTRIBUCIÓN	ENERGUAVIARE
CREG090	Por la cual se modifica una fecha establecida en la Resolución CREG 051 de 2010	AOM	DISTRIBUCIÓN	TODAS
CREG094	Por la cual se corrige un error en los cálculos que sirvieron de base para la expedición de la Resolución CREG 142 de 2009 y se modifica dicho acto.- Cargos Arauca	COSTO ANUAL ACTIVOS	DISTRIBUCIÓN	ENELAR
CREG101	Por la cual se adoptan disposiciones en materia de competencia en el Mercado Mayorista de Electricidad. (Franja de Potencia)	FRANJA DE POTENCIA	MEM	SIN
CREG104	Por la cual se aprueba la base de activos y los parámetros necesarios para determinar la remuneración de Centrales Eléctricas del Norte de Santander S.A. E.S.P. en el Sistema de Transmisión Nacional	REMUNERACIÓN ACTIVOS STN	TRANSMISIÓN	CENS
CREG108	Por la cual se aprueba la base de activos y los parámetros necesarios para determinar la remuneración de Empresa de Energía del Pacífico S.A. E.S.P. en el Sistema de Transmisión Nacional.	REMUNERACIÓN ACTIVOS STN	TRANSMISIÓN	EPSA
CREG109	Por la cual se aprueba la base de activos y los parámetros necesarios para determinar la remuneración de Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P. en el Sistema de Transmisión Nacional.	REMUNERACIÓN ACTIVOS STN	TRANSMISIÓN	EBSA
CREG111	Por la cual se aprueba la base de activos y los parámetros necesarios para determinar la remuneración de Electrificadora de Santander S.A. E.S.P. en el Sistema de Transmisión Nacional.	REMUNERACIÓN ACTIVOS STN	TRANSMISIÓN	ESSA
CREG112	Por la cual se aprueba la base de activos y los parámetros necesarios para determinar la remuneración de Empresas Públicas de Medellín E.S.P. en el Sistema de Transmisión Nacional.	REMUNERACIÓN ACTIVOS STN	TRANSMISIÓN	EPM
CREG116	Por la cual se modifica la resolución CREG 058 de 2008-ADD	ADD	DISTRIBUCIÓN	

Continúa

Tabla 3.4. Resoluciones CREG 2010 (III)

NÚMERO RES.	ASUNTO	TEMA	ACTIVIDAD	EMPRESA
CREG117	Por la cual se establecen los Índices de Referencia de la Discontinuidad de Empresas Públicas de Medellín E.S.P.	CALIDAD	DISTRIBUCIÓN	EPM
CREG118	Por la cual se establecen los Índices de Referencia de la Discontinuidad de la Empresa de Energía del Pacífico S.A. E.S.P.	CALIDAD	DISTRIBUCIÓN	EPSA
CREG119	Por la cual se establecen los Índices de Referencia de la Discontinuidad de la empresa Codensa S.A. E.S.P.	CALIDAD	DISTRIBUCIÓN	CODENSA
CREG120	Por la cual se establecen los Índices de Referencia de la Discontinuidad de la Compañía de Electricidad de Tuluá S.A. E.S.P.	CALIDAD	DISTRIBUCIÓN	CIA ELECTRICIDAD DE TULUÁ
CREG121	Por la cual se dictan normas sobre funcionamiento del Mercado Mayorista de Energía.	FUNCIONAMIENTO	MEM	SIN
CREG122	Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general, que pretende adoptar la CREG con el fin de modificar parcialmente las Resoluciones CREG 024 de 1995 y 051 de 2009, sobre funcionamiento del Mercado Mayorista	FUNCIONAMIENTO	MEM	SIN
CREG124	Por la cual se señala el porcentaje de la contribución que deben pagar las entidades sometidas a la regulación de la Comisión de Regulación de Energía y Gas en el año 2010, y se dictan otras disposiciones.	CONTRIBUCIÓN ENTIDADES REGULADAS	DISTRIBUCIÓN	TODAS
CREG125	Por la cual se señala la contribución que deben pagar a la CREG cada una de las entidades reguladas por el año 2010	CONTRIBUCIÓN ENTIDADES REGULADAS	DISTRIBUCIÓN	TODAS
CREG128	Por la cual se establecen reglas para hacer la transición al nuevo esquema de calidad del servicio en el Sistema de Transmisión Nacional adoptado por la Resolución CREG-011 de 2009.	CALIDAD	TRANSMISIÓN	TRANSMISORES
CREG135	Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución que pretende adoptar la CREG con el fin de complementar las disposiciones sobre calidad del servicio en el Sistema de Distribución Local adoptadas mediante la Resolución CREG 097 de 2008.	CALIDAD	DISTRIBUCIÓN	TODAS
CREG136	Por la cual se establecen los Índices de Referencia de la Discontinuidad de Empresas Municipales de Cali E.I.C.E. E.S.P.	CALIDAD	DISTRIBUCIÓN	EMCALI
CREG137	Por la cual se establecen los Índices de Referencia de la Discontinuidad de la Central Hidroeléctrica de Caldas S.A. E.S.P.	CALIDAD	DISTRIBUCIÓN	CHEC
CREG141	Por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por la empresa Distribuidora del Pacífico S.A. E.S.P., DISPAC, contra la Resolución CREG 083 de 2010.	COSTO ANUAL ACTIVOS	DISTRIBUCIÓN	DISPAC
CREG143	Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que propone adoptar la CREG "Por la cual se establece el Reglamento de Comercialización del servicio público de energía eléctrica"	REGLAMENTO DE COMERCIALIZACIÓN	COMERCIALIZACIÓN	TODAS
CREG144	Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que propone adoptar la CREG "Por la cual se modifican algunas disposiciones en materia de garantías y pagos anticipados de los agentes participantes en el Mercado Mayorista de Energía"	GARANTÍAS	COMERCIALIZACIÓN	TODAS
CREG145	Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general, que propone adoptar la CREG "Por la cual se adopta el Reglamento de Mecanismos de Cubrimiento para el Pago de los Cargos por Uso del Sistema de Transmisión Regional y del Sistema de Distribución Local"	CUBRIMIENTOS PAGO-CARGOS POR USO	DISTRIBUCIÓN	TODAS
CREG146	Por la cual se modifica la Resolución CREG 047 de 2010 (Medidas para el retiro de agentes del MEM)	RETIRO AGENTES	COMERCIALIZACIÓN	TODAS
CREG149	Por la cual se modifica la resolución CREG 058 de 2008-ADD	ADD	DISTRIBUCIÓN	
CREG158	Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que propone adoptar la CREG: "Por la cual se adoptan los Indicadores de Calidad de la Atención al Usuario del Servicio Público Domiciliario de Energía Eléctrica"	CALIDAD	COMERCIALIZACIÓN	TODAS
CREG160	Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general, que pretende adoptar la CREG con el fin de acoger el Reglamento para el reporte de Maniobras y Eventos en los Sistemas de Transmisión Regional y se fijan otras disposiciones relacionadas con la calidad del servicio.	REPORTE DE MANIOBRAS	DISTRIBUCIÓN	TODAS
CREG166	Por la cual se complementan las disposiciones sobre calidad del servicio en el Sistema de Distribución Local adoptadas mediante la Resolución CREG 097 de 2008.	CALIDAD	DISTRIBUCIÓN	TODAS
CREG167	Por la cual se establecen los Índices de Referencia de la Discontinuidad de la Compañía Energética del Tolima S.A. E.S.P.	CALIDAD	DISTRIBUCIÓN	ENERTOLIMA
CREG168	Por la cual se establecen los Índices de Referencia de la Discontinuidad de la Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P.	CALIDAD	DISTRIBUCIÓN	EBSA

Continúa

Tabla 3.4. Resoluciones CREG 2010 (IV)

NÚMERO RES.	ASUNTO	TEMA	ACTIVIDAD	EMPRESA
CREG169	Por la cual se establecen los Índices de Referencia de la Discontinuidad de Centrales Eléctricas del Norte de Santander S.A. E.S.P.	CALIDAD	DISTRIBUCIÓN	CENS
CREG170	Por la cual se establecen los Índices de Referencia de la Discontinuidad de Centrales Eléctricas de Nariño S.A. E.S.P.	CALIDAD	DISTRIBUCIÓN	CEENAR
CREG171	Por la cual se establecen los Índices de Referencia de la Discontinuidad de la Electrificadora de Santander S.A. E.S.P.	CALIDAD	DISTRIBUCIÓN	ESSA
CREG172	Por la cual se establecen los Índices de Referencia de la Discontinuidad de la Empresa de Energía del Quindío S.A. E.S.P.	CALIDAD	DISTRIBUCIÓN	EDEQ
CREG173	Por la cual se resuelve el Recurso de Reposición interpuesto por la Empresa de Energía del Pacífico S.A. E.S.P., contra la Resolución CREG 118 de 2010.	RECURSO DE REPOSICIÓN CALIDAD	DISTRIBUCIÓN	EPSA
CREG174	Por la cual se resuelve el Recurso de Reposición interpuesto por la Compañía de Electricidad de Tuluá S.A. E.S.P., contra la Resolución CREG 120 de 2010.	RECURSO DE REPOSICIÓN CALIDAD	DISTRIBUCIÓN	CIA ELECTRICIDAD DE TULUÁ
CREG175	Por la cual se resuelve el Recurso de Reposición interpuesto por Empresas Municipales de Cali E.I.C.E. E.S.P., contra la Resolución CREG 136 de 2010.	RECURSO DE REPOSICIÓN CALIDAD	DISTRIBUCIÓN	EMCALI
CREG176	Por la cual se resuelve el Recurso de Reposición interpuesto por Codensa S.A. E.S.P., contra la Resolución CREG 119 de 2010.	RECURSO DE REPOSICIÓN CALIDAD	DISTRIBUCIÓN	CODENSA
CREG177	Por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por Empresas Públicas de Medellín E.S.P. contra la Resolución CREG 112 de 2010-Activos STN	RECURSO DE REPOSICION REMUNERACIÓN ACTIVOS STN	TRANSMISIÓN	EPM
CREG178	Por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por Centrales Eléctricas de Norte de Santander S.A. E.S.P. contra la Resolución CREG 104 de 2010	RECURSO DE REPOSICION REMUNERACIÓN ACTIVOS STN	TRANSMISIÓN	CENS
CREG183	Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución que pretende adoptar la CREG con el fin de definir la metodología para la determinación de los costos máximos que deberán aplicar los municipios o distritos, para remunerar a los prestadores del servicio así como el uso de los activos vinculados al sistema de alumbrado público.	ALUMBRADO PÚBLICO	DISTRIBUCIÓN	TODAS
CREG184	Por la cual se ordena hacer público tres proyectos de resolución de carácter general, para definir la metodología para el establecimiento de los planes de reducción de pérdidas no técnicas en los Sistemas de Distribución Local.	PERDIDAS	DISTRIBUCIÓN	TODAS

3.5. Resoluciones CREG 2011

NÚMERO RES.	ASUNTO	TEMA	ACTIVIDAD	EMPRESA
CREG018	Por la cual se establecen los Índices de Referencia de la Discontinuidad de la Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. E.S.P.	CALIDAD	DISTRIBUCIÓN	EEC
CREG019	Por la cual se establecen los Índices de Referencia de la Discontinuidad de la Electrificadora del Caquetá S.A. E.S.P.	CALIDAD	DISTRIBUCIÓN	ELECTROCAQUETÁ
CREG020	Por la cual se establecen los Índices de Referencia de la Discontinuidad de la Electrificadora del Meta S.A. E.S.P.	CALIDAD	DISTRIBUCIÓN	EMSA
CREG021	Por la cual se establecen los Índices de Referencia de la Discontinuidad de la Empresa de Energía del Valle de Sibundoy S.A. E.S.P.	CALIDAD	DISTRIBUCIÓN	EMPRESA DE ENERGÍA DEL VALLE DEL SIBUNDOY
CREG022	Por la cual se establecen los Índices de Referencia de la Discontinuidad de la Empresa de Energía del Bajo Putumayo S.A. E.S.P.	CALIDAD	DISTRIBUCIÓN	EEBPTM
CREG023	Por la cual se establecen los Índices de Referencia de la Discontinuidad de la Empresa Municipales de Energía S.A. E.S.P.	CALIDAD	DISTRIBUCIÓN	EMPRESAS MUNICIPALES DE ENERGÍA
CREG024	Por la cual se establecen los Índices de Referencia de la Discontinuidad de la Empresa de Energía del Putumayo S.A. E.S.P.	CALIDAD	DISTRIBUCIÓN	EEPTM
CREG025	Por la cual se establecen los Índices de Referencia de la Discontinuidad de la Electrificadora del Caribe S.A. E.S.P.	CALIDAD	DISTRIBUCIÓN	ELECTRICARIBE
CREG026	Por la cual se establecen los Índices de Referencia de la Discontinuidad de la Compañía Distribuidora del Pacífico S.A.S. E.S.P.	CALIDAD	DISTRIBUCIÓN	DISPAC
CREG027	Por la cual se establecen los Índices de Referencia de la Discontinuidad de la Electrificadora del Huila S.A. E.S.P.	CALIDAD	DISTRIBUCIÓN	ELECTROHUILA
CREG028	Por la cual se establecen los Índices de Referencia de la Discontinuidad de la Compañía Energética de Occidente S.A.S. E.S.P.	CALIDAD	DISTRIBUCIÓN	CEO
CREG029	Por la cual se establecen los Índices de Referencia de la Discontinuidad de la Empresa de Energía de Arauca S.A. E.S.P.	CALIDAD	DISTRIBUCIÓN	ENELAR
CREG030	Por la cual se establecen los Índices de Referencia de la Discontinuidad de la Empresa de Energía de Casanare S.A. E.S.P.	CALIDAD	DISTRIBUCIÓN	ENERCA
CREG031	Por la cual se establecen los Índices de Referencia de la Discontinuidad de la Empresa de Energía Eléctrica del Departamento del Guaviare S.A. E.S.P.	CALIDAD	DISTRIBUCIÓN	ENERGUAVIARE
CREG032	Por la cual se establecen los Índices de Referencia de la Discontinuidad de RUITOQUE S.A. E.S.P.	CALIDAD	DISTRIBUCIÓN	RUITOQUE
CREG033	Por la cual se establecen los Índices de Referencia de la Discontinuidad de Empresas Municipales de Cartago S.A. E.S.P.	CALIDAD	DISTRIBUCIÓN	EMPRESAS MUNICIPALES DE CARTAGO
CREG034	Por la cual se establecen los Índices de Referencia de la Discontinuidad de Empresa de Energía de Pereira S.A. E.S.P.	CALIDAD	DISTRIBUCIÓN	EEP
CREG035	Por la cual se actualiza el Costo Anual por el uso de los Activos del Nivel de Tensión 4 y los Cargos Máximos de los Niveles de Tensión 3, 2 y 1 de los activos operados por la empresa Central Hidroeléctrica de Caldas S.A. E.S.P. en el Sistema de Transmisión Regional (STR) y en el Sistema de Distribución Local (SDL).	ACTUALIZACION COSTO ANUAL ACTIVOS Y CARGOS MÁXIMOS	DISTRIBUCIÓN	CHEC
CREG036	Por la cual se resuelve la solicitud de modificación de los Cargos Máximos de distribución aprobados a la Empresa de Energía de Pereira S.A. E.S.P. mediante Resolución CREG 107 de 2009.	CARGOS POR USO	DISTRIBUCIÓN	EEP
CREG037	Por la cual se actualiza el Costo Anual por el Uso de los Activos del Nivel de Tensión 4 de CODENSA S.A. E.S.P.	ACTUALIZACION COSTO ANUAL ACTIVOS Y CARGOS MÁXIMOS	DISTRIBUCIÓN	CODENSA
CREG042	Por la cual se aprueba el Factor de Riesgo de Cartera -FRC y el Cargo de Comercialización C*, aplicable para la empresa Energía Social de La Costa S.A. E.S.P., correspondiente al año 2011, según lo dispuesto en la Resolución CREG-101 de 2006.	COSTO BASE DE COMERCIALIZACIÓN	COMERCIALIZACIÓN	ELECTRICARIBE
CREG050	Por la cual se actualiza el Costo Anual por el uso de los Activos del Nivel de Tensión 4 operados por la Electrificadora del Caribe S.A. E.S.P. en el Sistema de Transmisión Regional (STR) y se corrige un error aritmético.	ACTUALIZACION COSTO ANUAL ACTIVOS Y CARGOS MÁXIMOS	DISTRIBUCIÓN	ELECTRICARIBE
CREG060	Por la cual se actualiza el Costo Anual por el uso de los Activos del Nivel de Tensión 4 operados por la Compañías Energética del Tolima S.A. E.S.P. en el Sistema de Transmisión Regional (STR).	ACTUALIZACION COSTO ANUAL ACTIVOS Y CARGOS MÁXIMOS	DISTRIBUCIÓN	ENERTOLIMA

GLOSARIO

ACOLGEN:	Asociación Colombiana de Generadores de Energía Eléctrica
ADD:	Áreas de Distribución
ACCE:	Asociación Colombiana de Comercializadores
ANDEG:	Asociación Nacional de Generadores
ASIC:	Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales
ASOCODIS:	Asociación Colombiana de Distribuidores de Energía Eléctrica
AOM:	Administración Operación y Mantenimiento
CND:	Centro Nacional de Despacho
CREG:	Comisión de Regulación de Energía y Gas
CU:	Costo Unitario de Prestación del Servicio
DES:	Duración de las Interrupciones en el Servicio
FES:	Frecuencia de las Interrupciones en el Servicio
FAER:	Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales Interconectadas
FAZNI:	Fondo de Apoyo Financiero a las Zonas No Interconectadas
FOES:	Fondo de Energía Social
FSRRI:	Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos
GRISEC:	Grupo de Investigación del Sector Eléctrico Colombiano
IAAD:	Índices Anuales Agrupados de La Discontinuidad
ITAD:	Índices Trimestrales Agrupados de la Discontinuidad
MEM:	Mercado de Energía Mayorista
MME:	Ministerio de Minas y Energía
MOR:	Mercado Organizado Regulado
NSU:	Nivel de Satisfacción del Usuario
OEF:	Obligaciones de Energía Firme
OR:	Operador de Red
PRONE:	Programa de Normalización de Redes Eléctricas
SDL:	Sistema de Distribución Local
SIN:	Sistema Interconectado Nacional
SSPD:	Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios
STN:	Sistema de Transmisión Nacional
STR:	Sistema de Transmisión Regional
SUI:	Sistema Único de Información
UPME:	Unidad de Planeación Minero Energética

Este documento se terminó de imprimir en los talleres
gráficos de CREATIVOS JR E.U.
Bogota - Colombia