

resumen

A partir de la década de los 80, se inicia en Europa la tendencia a liberalizar el mercado de la energía eléctrica. Colombia adopta la misma tendencia en los años 90, con los principales objetivos de aumentar la eficiencia en la prestación del servicio y reducir el precio del mismo para el usuario final. Este proceso implica cambios en la forma de producir y comercializar el servicio, en las reglas por las cuales se rige la industria, en los actores presentes en el mercado y en el comportamiento del consumidor. Este artículo muestra, mediante una descripción de mercado, el estado actual de la comercialización del servicio de energía eléctrica en el país, cuando, dentro del proceso de liberalización, aún no se ha llegado a una deregulación completa, y sustenta que, si bien no hay monopolio, la participación de mercado de generación y comercialización está concentrada en unas pocas empresas.

**Palabras claves:** mercado de energía, demanda de energía, oferta de energía

abstract

Since the decade of the 80s, begins in Europe the trend to liberalize the electricity market. Colombia adopts the same trend in the 90s, with the main objectives to increase efficiency in service delivery and reduce its price to the end user. This article shows, by describing market, the current state of marketing electricity service in the country when, in the process of liberalization has not yet come to a complete deregulation, and sustains that, although not no monopoly market share of generation and supply is concentrated in a few companies.

**Key words:** market power, energy demand, energy supply

resumo

A partir da década dos anos 80, se inicia na Europa a tendência a liberalizar o mercado da energia elétrica. A Colômbia adota a mesma tendência nos anos 90, com os principais objetivos de aumentar a eficiência do serviço e reduzir o preço do mesmo para o usuário final. Este processo implica mudanças na forma de produzir e comercializar o serviço, nas regras pelas quais se rege a indústria, nos atores presentes no mercado e no comportamento do consumidor. Este artigo mostra, mediante uma descrição de mercado, o estado atual da comercialização do serviço de energia elétrica no país, quando, dentro do processo de liberalização, ainda não se chegou a uma desregulamentação completa e sustenta que, ainda que não haja monopólio, a participação de mercado de geração e comercialização está concentrada em umas poucas empresas.

**Palavras-chave:** mercado de energia, demanda de energia, oferta de energia

# Caracterización de la comercialización del servicio de energía eléctrica en Colombia en un entorno de liberalización

NIDIA ESTELLA HIGUITA ÁLVAREZ<sup>1</sup>

JULIANA ECHEVERRI CADAVID<sup>2</sup>

IVÁN MONTOYA RESTREPO<sup>3</sup>

## Introducción

*“La industria de la electricidad ha cambiado dramáticamente: la deregulación y la privatización han creado un nuevo paradigma en el sector eléctrico”* (Helm como se cita en Arango & Larsen, 2011 p 2457). En la década de los 80, las industrias e instituciones europeas iniciaron un cambio que se caracterizó por la disminución del papel del Estado como agente de desarrollo económico, y una mayor importancia del mercado, la competencia y la inversión privada. Así, el sector eléctrico inició un proceso de reestructuración que terminó con la paulatina liberalización de los mercados de energía eléctrica en la década del 90, teniendo a Londres como pionera de esta política. (Unidad de Planeación Minero Energética [UPME], 2007).

Esta tendencia se mantuvo a nivel mundial, siendo adoptada luego por Colombia. A partir de 1994 se crea la Ley de Servicios Públicos domiciliarios, dentro de la cual se contemplan los cambios necesarios que llevarían a incluir el concepto de usuario no regulado, el cual podría contratar el suministro de energía eléctrica con el comercializador que deseara, iniciándose de esta manera la deregulación de la comercialización del servicio de energía eléctrica en el país, el cual aún está en fase de desarrollo.

1 Ingeniera Industrial de la Universidad Nacional de Colombia, sede Medellín. Correo electrónico: nehiguit@unal.edu.co.

2 Ingeniera Industrial de la Universidad Nacional de Colombia, sede Medellín. Correo electrónico: juecheverrica@unal.edu.co.

3 Profesor asociado de la Facultad de Minas de la Universidad Nacional de Colombia. Integrante del grupo de investigación Modelamiento y análisis: energía, ambiente, economía. Correo electrónico: iamontoyar@unal.edu.co.

Este trabajo analiza el mercado actual de energía eléctrica, concentrándose en la generación y comercialización, para observar que influencia han tenido la liberalización y desregulación en este.

Antes de iniciar los procesos de liberalización del mercado de energía eléctrica, los Estados eran los poseedores de la infraestructura y de las empresas que prestaban el servicio y al mismo tiempo eran los que formaban los órganos de regulación, constituyendo de esta manera un monopolio, en una industria con estructura de integración vertical, es decir que consideraba juntas las actividades del sector (generación, transporte, suministro). Los objetivos de la liberalización son: mejorar la eficiencia de la industria, bajar los precios y mejorar la calidad en la prestación del servicio (Yusta, Ramírez-Rosado, Domínguez-Navarro & Pérez-Vidal, 2005; Pollitt, 2012; Erdogu, 2011).

La liberalización del mercado de energía eléctrica se inició en la década de los 80 en Europa, específicamente en Inglaterra. Con motivo de la crisis petrolera de los 70, la industria buscó reestructuraciones que desembocaron en procesos de liberalización, con los cuales se disminuyó el papel del Estado como principal agente de desarrollo económico, y se le dio más importancia y responsabilidad al mercado, a la competencia y al capital privado. Estas reformas son incorporadas al sector de la energía eléctrica, y para 1983, se inició la introducción de competencia al mercado. En 1989 se promulgó el New Electricity Act, con base en el cual, hacia 1990, ya estaba muy avanzado el proceso de liberalización que, en este caso, implicó la privatización completa del sector (UPME, 2007; Blumsack, Perekhodtsev & Lave, 2002).

Luego de Inglaterra, Noruega, Finlandia y Suecia adoptaron políticas de liberalización en 1991, 1995 y 1996, respectivamente. Por último, entre 1996 y 1999, Alemania, Bélgica, Holanda e Italia continuaron el proceso, con un nivel intermedio de apertura. En el año 2000, el proceso de liberalización de la energía eléctrica había avanzado en un promedio de 66% en el continente europeo. Para estos países, el proceso de liberalización fue el primer paso hacia la integración del mercado en el continente, regulado por la Unión Europea, y con la cual se ha continuado hasta la actualidad (UPME, 2007; Trygg & Karlsson, 2005).

La experiencia de Europa fue seguida por Estados Unidos. A principios de los 90, la industria eléctrica de ese país se caracterizaba por altos precios y poca

confiabilidad en el suministro. Los resultados positivos de la liberalización previa de los mercados de transporte, petróleo y gas natural llevaron a adoptar la misma medida para la energía eléctrica. En 1992 se promulgó un Electricity Policy Act que les permitió a entidades privadas, antes no permitidas, comprar y vender energía eléctrica. Los primeros Estados en acogerse fueron California y Pensilvania (Blumsack *et al.*, 2002)

En Estados Unidos aún no se han cumplido los objetivos de la liberalización a cabalidad. Las estadísticas no muestran una diferencia considerable entre los precios del mercado liberalizado y los del mercado regulado, ni en el sector doméstico ni en el industrial. De hecho, la tendencia predominante es al alza, una vez se desregulariza el mercado, y en los Estados en los que estos han bajado, ha sido debido a la intervención de las entidades reguladoras (Blumsack, 2006).

Respecto a la parte competitiva del mercado, los generadores de energía eléctrica han mantenido altos costos de generación, y el sistema de líneas de transmisión no soporta las largas distancias requeridas para atender la demanda en mercados multirregionales. Si se construyen nuevas líneas, estas pueden causar congestión en otras partes del sistema (Blumsack, 2006).

Otro aspecto relevante de la experiencia de Estados Unidos, lo constituye el hecho de que, con el paso del tiempo, la competencia del mercado en el consumo doméstico prácticamente desapareció (Blumsack, 2006).

En el caso de América Latina, el proceso de liberalización lo inicia Chile, en la década de los 80, y es seguido en los inicios de los 90 por Argentina, Bolivia y Perú, más tarde lo hacen Colombia, Brasil y la mayoría de países de Centroamérica y el Caribe. Aunque la implementación de medidas de liberalización ha sido incompleta, los efectos ya se han visto en los precios, los cuales han subido considerablemente, y han provocado disminuciones en el consumo de energía eléctrica, siendo sustituida por gas (Weinmann, 2007).

Una vez se decide liberalizar los mercados de energía eléctrica, se hizo necesario mejorar la infraestructura, ya que la que existía no era la adecuada para operar en un ambiente competitivo. En lo que va del proceso, aún no se ha logrado establecer un entorno realmente competitivo para la prestación del servicio de energía eléctrica, además, los reguladores no tienen la

independencia requerida para hacer su labor, debido, en parte, a que las ideologías políticas de algunos Gobiernos contempla la intervención del Estado en la labor de estos agentes (Nagayama & Kashiwagi, 2007).

En términos generales, en América Latina, la liberalización mejoró la eficiencia en la prestación de servicios, pero supuso un alza en los precios del mismo. El proceso implicó un esfuerzo adicional en términos técnicos y financieros, afrontados por un sector privado más débil que en otros continentes, y por un entorno político en la mayoría de las veces, contrario a la liberalización. Estos motivos han hecho que el proceso sea lento, con altibajos y retrocesos, que implican que, aunque se inició a principio de los 90, en este momento, no se haya concretado en totalidad (Jamash, 2006).

En resumen, la liberalización del mercado de energía eléctrica se ha dado en dos vías: la privatización total del mercado, correspondiente al modelo implementado por el Reino Unido como pionero en la materia, y otra, que se concentra en fortalecer los mercados para que sean muy competitivos, y no llega a la privatización total, es decir, permite que el Estado siga siendo propietario en algún porcentaje. La consecuencia más notoria del proceso de liberalización para la energía eléctrica, contrario a lo que se esperaba, es el aumento en los precios, debido en su mayoría a la combinación de introducción de competencia y desmonte de subsidios, disminuyendo el bienestar de algunos grupos de usuarios (Pollitt, 2012).

## 2. Liberalización de mercados de energía eléctrica en Colombia

Con la constitución de 1991, Colombia inició un proceso de apertura y liberalización de mercados. En 1983, y entre 1992 y 1993, además, el país enfrentó racionamientos de energía evidenciando las deficiencias en capacidad y eficiencia del sistema de prestación del servicio. Estas dos situaciones llevaron a tomar la decisión de liberalizar el mercado de energía eléctrica, siguiendo, con algunas modificaciones, el modelo inglés (Larsen, Dynner, Bedoya & Franco, 2004; Chain, 2009).

Las Leyes 142 y 143 de 1994 proporcionaron el marco dentro del cual realizar la liberalización, estableciendo, entre otras cosas, la separación de actividades (generación, transmisión, distribución y

comercialización), la introducción de competencia de agentes privados, el concepto de usuario no regulado (persona natural o jurídica, con una demanda máxima superior a 2 Mw por instalación legalizada, cuyas compras de electricidad se realizan a precios acordados libremente), y el desplazamiento del Estado a un papel de regulación y control de la cadena productiva. El plazo máximo para acogerse a la nueva estructura del sector sería el 1 de enero de 2002. Las primeras consecuencias directas de dichas Leyes son el establecimiento de un mercado mayorista de electricidad y la entrada en operación de la Bolsa de Energía en julio de 1995 (Chaín, 2009; UPME, 2010; Leyes 142 y 143 de 1994).

En Colombia, se permitió una estructura de capital mixta, es decir, las empresas del sector tienen participación tanto pública como privada. Los subsidios fueron mantenidos, y no hubo desintegración vertical completa, ya que se permitió a generadores y distribuidores permanecer juntos, aunque debieran conformar empresas subsidiarias para ejercer las labores. Nada de esto se dio en el modelo inglés (Larsen *et al.*, 2004).

Para controlar el monopolio, se estableció que los distribuidores solo podían comprar el 60% de la energía a un mismo generador, el 40% restante se debe adquirir con otros generadores, así el precio sea mayor, además, ningún generador o distribuidor debe tener un mercado mayor al 25% del total. Los precios son determinados según un estudio de escenarios de capacidad de pago hecho por el Ministerio de Minas y Energía (Larsen *et al.*, 2004).

Desde 1995, año en el cual empezó a implementarse la liberalización, los precios han mostrado un comportamiento muy volátil, debido en parte a los fenómenos naturales. Respecto a la regulación, las acciones se han concentrado en el control a monopolios, logrando que la distribución de mercados compartidos se mantenga dentro de lo que estipuló la Ley. La inversión en tecnología fue más fuerte en la segunda década de los 90. La inversión como participación privada en empresas del sector ha aumentado. De hecho, en comercialización y generación, la participación pública y privada de las empresas es igual (Larsen *et al.*, 2004).

El proceso de liberalización colombiano es visto como uno de los más exitosos en la región y dentro de los países en vía de desarrollo, principalmente porque no supuso un aumento drástico en los precios, porque

ha podido prevenir hasta ahora los racionamientos en condiciones climáticas desfavorables y porque ha mantenido un ambiente regulatorio que favorece la eficiencia del sistema (Larsen *et al.*, 2004).

### 3. Descripción sistema eléctrico colombiano

Para esta caracterización es importante centrarse en la estructura del país en el periodo de estudio (2007-2011) reflejado en la tabla 1. La sigla SIN corresponde al Sistema Interconectado Nacional.

**Tabla 1.** Principales indicadores económicos colombianos

INDICADOR	2007	2008	2009	2010	2011
Población (hab) proyección*	43.926.929	44.451.147	44.978.832	45.509.584	46.044.601
PIB/hab (pesos)*	9.813.388	10.800.329	11.219.656	11.947.967	13.373.381
Capacidad de generación energía eléctrica(MW)°	13.410	13.479	13.542	14.423	14.424
Generación energía eléctrica (GWh)°	53.666	54.433	55.986	56.897	58.629
Demanda energía eléctrica SIN (GWh)°	52.853	53.870	54.679	56.148	57.150

Fuente: elaboración propia con base en datos del Dane y UPME.

La actual estructura del sector eléctrico colombiano se establece de acuerdo a lo dispuesto en las Leyes 142 de 1994 (servicios públicos domiciliarios) y 143 de 1994 (Ley Eléctrica). Con ellas, se crearon organismos de regulación como la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), de control como la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD) y de planeación como la UPME (Chaín, 2009; UPME, 2004)

Las actividades que se desarrollan en el sector eléctrico colombiano, según la Ley 143/1994, son las de generación, transmisión, distribución y comercialización. A continuación se hará una breve definición y descripción de cada una de ellas.

En cuanto a la generación, se hace referencia a producción de energía eléctrica, mediante una planta conectada al Sistema Interconectado Nacional. La actividad de generación puede combinarse con la de comercialización, pero no con la distribución o transmisión. La energía que generan puede ser transada en bolsa, o mediante contratos bilaterales con otros generadores, comercializadores o con grandes usuarios (usuarios no regulados) (UPME, 2004).

Existen tres tipos de generadores: los que tienen una capacidad de generación mayor a 20 MW, están conectados al Sistema Interconectado Nacional, y deben ofertar para el despacho central (órgano encargado de la planeación, supervisión y control de la operación integrada de recursos de generación, interconexión y transmisión del SIN; prepara al despacho de la generación) (UPME, 2004), los generadores con capacidad de generación entre 10 y 20 MW pueden optar por ofertar al despacho central o por no hacerlo; los autogeneradores, que son personas naturales o jurídicas que generan energía eléctrica solo para satisfacer sus propias necesidades

y, por último, los cogeneradores, que producen energía eléctrica y térmica como parte de una actividad productiva que atiende al sector comercial o industrial; sus excedentes pueden ser vendidos en el mercado mayorista de electricidad, y se pueden abastecer del mismo (UPME, 2004).

La tabla 2 demuestra la capacidad de generación por tipo de combustible, en la que puede verse el predominio de la energía hidráulica, en tanto que la tabla 3 refleja la capacidad efectiva neta a diciembre de 2011, teniendo en cuenta la producción del momento, reflejada además por las condiciones ambientales del país, con especial dependencia de las lluvias.

**Tabla 2.** Capacidad efectiva de generación por tipo de combustible (MW)E.

AÑO	HIDRÁULICA	CARBÓN	GAS	ÉOLICA
2007	8997	700	3675	18
2008	9002	700	3679	18
2009	9036	700	3659	18
2010	9716	700	3927	18
2011	9185	991	3050	18

Fuente: XM (filial de ISA) y UPME. <http://www.xm.com.co/Pages/Informes.aspx>

**Tabla 3.** Capacidad efectiva neta del SIN a diciembre de 2011

RECURSOS	MW	%	VARIACIÓN (%) 2011-2010
<b>Hidráulicos</b>	9185	63,70%	7,70%
Térmicos	4545	31,50%	11,20%
Gas	3053		
Carbón	991		
Fuel-Oil	314		
Combustóleo	187		
ACPM	0		
Menores	635	4,40%	2,30%
<b>Hidráulicos</b>	533		
Térmicos	83		
Eólica	18		
Cogeneradores	55	0,40%	-0,20%
<b>TOTAL SIN</b>	<b>14420</b>	<b>100 %</b>	<b>8,50%</b>

Fuente: XM (filias ISA). [http://www.xm.com.co/Informe%20Mensual%20Anlisis%20del%20Mercado/02\\_Informe\\_Oferta\\_y\\_Generacion\\_TXR\\_12\\_2011.pdf](http://www.xm.com.co/Informe%20Mensual%20Anlisis%20del%20Mercado/02_Informe_Oferta_y_Generacion_TXR_12_2011.pdf)

A diciembre de 2011, la capacidad efectiva de generación del Sistema de Interconexión del país era de 14420 MW. Los recursos hidráulicos y de gas son los de mayor participación en la generación de energía eléctrica en el país, seguida por carbón y eólica, pero la participación de estos es muy pequeña comparada con la de los dos primeros.

Los principales agentes generadores de energía eléctrica en Colombia, a diciembre de 2011 son: Empresas Públicas de Medellín con una participación del 23,3%, Emgesa S.A. ESP con una participación del 20,8% e Isagen S.A ESP, con una participación del 18,8%. En total hay 44 agentes generadores de energía eléctrica en el país (UPME, 2011).

El siguiente paso es la transmisión; los transmisores hacen su actividad dentro del Sistema de Transmisión Nacional. El valor de la transmisión de energía eléctrica en Colombia es estándar e independiente de su uso. El sistema tiene redes de 550KV y 220 KV, y los transmisores deben garantizar el acceso indiscriminado a sus redes, a cualquier generador o comercializador que lo solicite. En la actualidad, el país cuenta con 11 agentes realizando labores de transmisión. Interconexión Eléctrica S.A. es el poseedor del 75% de las redes de transmisión del país. De los 11 agentes, 3 tienen mayoría de capital privado (UPME, 2004) (ver tabla 4).

**Tabla 4.** Líneas transmisión del SIN, diciembre 2011

Líneas	Longitud Km
Transmisión 110 - 115 kV	10089,4
Transmisión 138 kV	15,5
Transmisión 220 - 230 kV	11654,6
Transmisión 500 kV	2646,3
<b>TOTAL SIN</b>	<b>24405,8</b>

Fuente: XM (filial de ISA). <http://www.xm.com.co/Pages/Informes.aspx>

La distribución se refiere a la transmisión de energía eléctrica (ver tabla 4) en el sistema de transmisión regional y local. El regional opera a nivel de tensión 4 y el local opera a nivel de tensión 3, 2 y 1. Estos últimos prestan el servicio a mercados de comercialización. En Colombia, todas las empresas distribuidoras son a la vez comercializadoras, pero no todas las comercializadoras son distribuidoras. El acceso a estos sistemas debe ser indiscriminado (UPME, 2004).

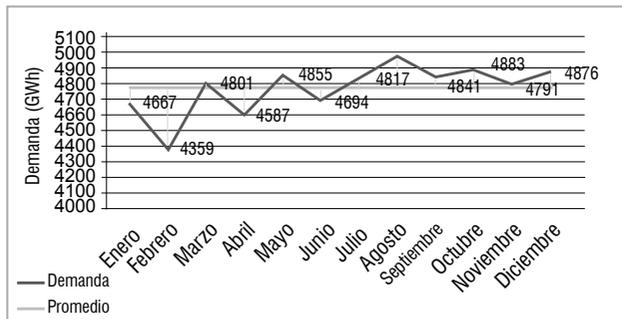
Finalmente, la comercialización se encarga de la compra y venta de energía eléctrica en el mercado mayorista, con el objetivo de llevarla al usuario final regulado o no regulado. Con respecto a la comercialización de la energía eléctrica, la Ley 143/1994 definió la existencia de usuarios regulados y no regulados, dependiendo del nivel de consumo. Los comercializadores eligen si servir a solo un tipo de usuario o a ambos. Los costos cargados a cualquiera de los dos usuarios son los relacionados con generación, transmisión, distribución, comercialización y otros, entre los que se incluyen los subsidios. Los comercializadores que atiendan usuarios del SIN deben registrar sus transacciones en el mercado energético mayorista (UPME, 2004).

Los usuarios regulados están sujetos a un contrato de condiciones uniformes y tarifas reguladas por la CREG mediante una fórmula tarifaria general (UPME, 2004). Los no regulados tendrían una demanda de potencia mayor a 100KW, o el equivalente de 55 MWh/mes. El comercializador y el usuario no regulado constituyen un contrato bilateral, y el precio es acordado entre ellos dos. La CREG estableció que el límite de demanda para ser usuario no regulado puede disminuirse hasta el límite que se considere conveniente (UPME, 2004).

La producción está directamente relacionada con la demanda de energía eléctrica, la gráfica 1 muestra

el comportamiento mensual de la demanda para el año último de estudio (2011) y cómo cambia frente al promedio, observándose picos importantes del aumento en agosto y diciembre de ese año.

**Gráfica 1.** Comportamiento de la demanda mensual de energía eléctrica SIN 2011



Fuente: elaboración propia con base en datos de XM, 2011.

Esta demanda está directamente relacionada con la operación que se puede observar en la tabla 5, y depende de las relaciones internacionales que se resumen en la tabla 6.

**Tabla 5.** Variables de operación a 31 de diciembre de 2011

DEMANDA				
VARIACIÓN	2010	2011	VARIACIÓN	CRECIMIENTO (%)
Comercial (GWh)	56897,3	58628,6	1731,3	3
Nacional del SIN (GWh)	56147,6	57150,3	1002,7	1,8
REGULADA (GWh)	37820,7	38231,3	410,6	1,1
NO REGULADA (GWh)	18002	18535,9	533,9	3
NO ATENDIDA (GWh)	48	65	17,1	35,6
POTENCIA (mw)	9100	9295	195	2,1

Fuente: XM, 2011. [http://www.xm.com.co/Informe%20Mensual%20Anlisis%20del%20Mercado/01\\_Informe\\_Demanda\\_y\\_Fronteras\\_TXR\\_12\\_2011.pdf](http://www.xm.com.co/Informe%20Mensual%20Anlisis%20del%20Mercado/01_Informe_Demanda_y_Fronteras_TXR_12_2011.pdf)

**Tabla 6.** Transacciones internacionales de electricidad

AÑO	Energía (GWh)		Valor (miles USD)	
	Exportaciones	Importaciones	Exportaciones	Importaciones
2010	797,7	9,7	73821,5	565,4
2011	1294,6	8,2	92995,8	231,3
<b>TOTAL</b>	<b>2092,3</b>	<b>17,9</b>	<b>166817,3</b>	<b>796,7</b>

Fuente: XM, 2011. <http://www.xm.com.co/Pages/Informes.aspx>

## 4. Resultados

Para evaluar el mercado de comercialización de energía eléctrica colombiana, se evaluará la oferta establecida como la generación real de energía eléctrica por agente que se distribuye a lo largo del país (ver tabla 7).

**Tabla 7.** Generación real energía eléctrica por agente, 2011

GENERACIÓN REAL ENERGÍA ELÉCTRICA POR AGENTE 2011 (GWh)		
	GWh	Participación por agente
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P	13640,88	23,27%
EMGESA S.A E.S.P	12172,51	20,76%
ISAGEN S.A E.S.P	11002,49	18,77%
GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGÍA DEL CARIBE S.A E.S.P	5705,91	9,73%
AES CHIVOR & CIA S.C.A E.S.P	5338,39	9,11%
EMPRESA DE ENERGÍA DEL PACÍFICO S.A E.S.P	3929,74	6,70%
EMPRESA URRÁ S.A E.S.P	1432,72	2,44%
TERMOFLORES S.A E.S.P	871,92	1,49%
GESTIÓN ENERGÉTICA S.A E.S.P	795,68	1,36%
CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE CALDAS E.S.P	524,65	0,89%
TERMOTASAJERO S.A E.S.P	522,98	0,89%
PROELÉCTRICA & CIA S.C.A E.S.P REESTRUCTURACIÓN	387,71	0,66%
EMPRESA GENERADORA DE ENERGÍA DEL TOLIMA S.A E.S.P	345,37	0,59%
CENTRAL TERMOELÉCTRICA EL MORRO 1 S.A E.S.P	297,16	0,51%
TERMOYOPAL GENERACIÓN 2 S.A E.S.P	225,66	0,38%
ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A E.S.P	188,42	0,32%
GENERAR S.A E.S.P REESTRUCTURACIÓN	174,78	0,30%
CENTRALES ELÉCTRICAS DE NARIÑO S.A E.S.P	162,59	0,28%
PRESTADORA DE SERVICIOS PÚBLICOS LA CASCADA S.A E.S.P	154,23	0,26%
CENTRALES ELÉCTRICAS DEL CAUCA S.A E.S.P – INTERVENIDA	143,14	0,24%
DICELER S.A E.S.P	103,71	0,18%
COMPAÑÍA DE ELECTRICIDAD DE TULUÁ S.A E.S.P	80,62	0,14%
MERILECTRICA S.A & CIA S.C.A E.S.P	74,16	0,13%
TERMOCANDELARIA E.S.P	64,89	0,11%
AGUAS DE LA CABAÑA S.A E.S.P	61,75	0,11%
COMPAÑÍA DE GENERACIÓN DEL CAUCA S.A E.S.P	54,2	0,09%
EMPRESA MUNICIPAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA S.A E.S.P	22,3	0,04%

EMPRESA DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE PEREIRA S.A E.S.P	19,62	0,03%
EMPRESA DE ENERGÍA DE CUNDINAMARCA S.A E.S.P	18,72	0,03%
EMPRESAS PÚBLICAS DE ARMENIA E.S.P	15,9	0,03%
GENERAMOS ENERGÍA S.A E.S.P	13,54	0,02%
INGENIO RISARALDA S.A	10,5	0,02%
ENERCO S.A E.S.P	9,97	0,02%
ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A E.S.P	9,53	0,02%
ENERMONT S.A E.S.P	8,69	0,01%
EMPRESA MULTIPROPÓSITO DE CALARCÁ S.A E.S.P	8,59	0,01%
CORPORACIÓN CENTRO NACIONAL DE CONTROL DE ENERGÍA - CENASE -	8,22	0,01%
TERMOEMCALI I S.A E.S.P	7,9	0,01%
GENELEC S.A EMPRESA DE SERVICIOS PÚBLICOS	7,39	0,01%
PROYECTOS ENERGÉTICOS DEL CAUCA S.A E.S.P	4,85	0,01%
ENERVIA S.A E.S.P	4,47	0,01%
GENERADORA COLOMBIANA DE ELECTRICIDAD S.C.A E.S.P	2,19	0,00%
TERMOPIEDRAS S.A E.S.P	0	0,00%
BIOAISE S.A	0	0,00%
<b>TOTAL</b>	<b>58628,64</b>	<b>100,0%</b>

Fuente: UPME, Boletín Estadístico de Minas y Energía 579. Modificación propia. <http://www1.upme.gov.co/boletin-estadistico-de-minas-y-energia>

Estas empresas dependen directamente de la generación que para el 2011 se presenta en la tabla 8.

**Tabla 8.** Generación de energía eléctrica del SIN

DEMANDA					
	HIDRÁULICA	TÉRMICA	MENOR	COGENERADOR	TOTAL
Enero	3635,7	889	292,7	25,2	4842,6
Febrero	3375	859,8	225,8	19,7	4480,3
Marzo	3995,8	740,8	291,8	24	5052,4
Abril	3692,1	662,3	306,7	20	4681,1
Mayo	4024	558,1	314,8	25,2	4922,1
Junio	3804,3	630,4	293,2	20,4	4748,3
Julio	3819,9	702,1	308,5	30,3	4860,8
Agosto	3826,1	926,3	245,7	35	5033,1
Septiembre	3796,2	889	231,2	33,9	4950,3
Octubre	3877,4	852,3	269,1	33,7	5032,5
Noviembre	3837,6	878,5	267,9	25,3	5009,3
Diciembre	3899	795,2	290,4	23,9	5008,5

Fuente: elaboración propia con base en datos de XM, 2011.

En la tabla 6 se puede observar que en Colombia hay 44 agentes generadores de energía, de los cuales,

solo 3 (Empresas públicas de Medellín, Emgesa e Isagen) tienen el 62,8% de capacidad de generación, si bien, cada uno cumple con la disposición legal de tener una participación menor al 25% del total. A estas, le siguen en capacidad de generación otras tres empresas con una participación media (Generadora y Comercializadora del Caribe, Chivor y Empresa de Energía del Pacífico), estos juntos representan el 25,54% de capacidad de generación del país, el restante 11,66% se reparte entre los otros 38 agentes, los cuales tienen una participación muy baja en la generación de energía eléctrica.

La principal fuente de generación de energía eléctrica en el país son los recursos hídricos, dada la amplia disponibilidad de estos. La desventaja de este hecho es que el factor climático tiene alta injerencia en la capacidad de generación, razón por la cual se deben tener políticas muy cuidadosas a este respecto para evitar cortes en el servicio.

Colombia exporta energía, a Ecuador y Venezuela. Para el año 2011, las exportaciones representaron un 2% de la generación total del SIN (1294GWh).

La demanda de energía eléctrica mes a mes en Colombia para el año 2011 no tiene variaciones muy evidentes. Los meses de menor demanda de energía son enero, febrero, abril, junio. Los otros meses presentan una demanda muy uniforme, siendo evidente que en el segundo semestre del año, la demanda tiende a aumentar. La generación está muy ajustada con la demanda. La generación del SIN para 2011 fue de 58621,3 GWh, y la demanda fue de 57150,2 GWh. La demanda no atendida es de solo el 0,11% del total de la demanda (ver tabla 9).

**Tabla 9.** Demanda de energía eléctrica del SIN 2011 (GWh)

MES	DEMANDA	DEMANDA NO ATENDIDA	
		CAUSA PROGRAMADAS	CAUSAS NO PROGRAMADAS
Enero	4666,6	0,5	3,41
Febrero	4359	1,61	3,33
Marzo	4801,2	1,01	4,94
Abril	4587,5	1,56	8,19
Mayo	4855,5	0,66	2,87
Junio	4693,7	1,15	3,48
Julio	4817	1,02	1,62
Agosto	4978,7	1,09	11,06
Septiembre	4840,6	1,15	3,53
Octubre	4883,2	1,06	2,48
Noviembre	4790,8	1,47	2,65
Diciembre	4876,4	1,57	3,63
<b>TOTAL</b>	<b>57150,2</b>	<b>13,85</b>	<b>51,19</b>

Fuente: UPME, Boletín Estadístico de Minas y Energía 579. Modificación propia. <http://www1.upme.gov.co/boletin-estadistico-de-minas-y-energia>

Para 2011 existían 85 agentes comercializadores registrados, de los cuales, 41 transan en el mercado. Ellos deciden si atender la demanda regulada, la no regulada o ambas. En la tabla se observan los agentes que tienen mayor participación en el mercado en los años 2008 y 2009. Las empresas que tienen mayor participación en la comercialización de energía eléctrica, para esos años, son Codensa (la cual atiende la población de Cundinamarca, que abarca la capital de Colombia), Empresas Públicas de Medellín (que atiende el departamento de Antioquia, incluida su

capital, Medellín) y Electrificadora del Caribe, que atiende la zona de la costa Atlántica colombiana.

Entre estos tres agentes, se cubre más del 60% de los usuarios en el país. La cobertura de los otros es muy baja en relación con estos. Codensa y EPM atienden la zona de mayor desarrollo económico del país. Dado que en el país aún no hay liberalización completa de la comercialización de energía eléctrica, los usuarios residenciales están limitados a escoger el comercializador que opere en su zona. El mayor número de usuarios lo constituyen el sector residencial y comercial. El 88% de los clientes de Condensa proviene del sector residencial, al igual que el 91,14% de los usuarios de EPM.

**Tabla 10.** Número de usuarios por sector SIN

NÚMERO DE USUARIOS POR SECTOR SIN 2008 – 2009								
EMPRESA	AÑO	SECTOR						%
		Residencial	Industrial	Comercial	Oficial	Otros	Total	
CODENSA	2008	2014521	38465	214400	3736	7770	2278892	29
	2009	2051237	38840	220809	3675	6231	2320792	26
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P	2008	1518749	13517	119680	10111	3242	1665299	21
	2009	1625890	14772	129288	10844	3225	1784019	20
ELECTRIFICADORA DEL CARIBE	2008	1431414	2569	83918	4809	10817	1533527	19
	2009	1555288	2139	85745	3493	7723	1654388	19
EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.S.P	2008	492093	1129	48598	1520	172	543512	7
	2009	711271	1125	49785	1685	107	763973	9
CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE CALDAS	2008	356118	1013	28817	3362	3582	392892	5
	2009	365034	1014	30630	3393	4140	404211	5
EMPRESA DE ENERGÍA DEL PACÍFICO S.A E.S.P	2008	341210	2673	19750	1768	62	365463	5
	2009	350995	2665	20305	1787	69	375821	4
EMPRESA DE ENERGÍA DE BOYACÁ S.A E.S.P	2008	318593	1987	21638	4132	2146	348496	4
	2009	325738	2002	22618	4261	1389	356008	4
CENTRALES ELÉCTRICAS DE NARIÑO S.A E.S.P	2008	285876	1242	10683	1764	908	300473	4
	2009	296963	1254	11477	1882	822	312398	4
ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A E.S.P	2008	228834	821	13947	2625	859	247086	3
	2009	239505	859	14482	2837	884	258567	3
CENTRALES ELÉCTRICAS DEL CAUCA S.A E.S.P	2009	238802	1478	8998	2799	983	253060	3
ELECTRIFICADORA DEL META S.A E.S.P	2008	175628	246	20509	1504	265	198152	2
	2009	174914	253	21727	1521	342	198757	2
COMPAÑÍA DE ELECTRICIDAD DE TULUÁ S.A E.S.P	2008	44806	217	3329	167	15	48534	1
	2009	46290	216	3380	161	6	50053	1
EMPRESAS MUNICIPALES DE CARTAGO E.S.P	2008	32555	396	3161	145	0	36257	0,41
	2009	32974	387	3338	146	0	36845	0,46

Fuente: Fuente: UPME, Boletín Estadístico de Minas y Energía 579. Modificación: propia. <http://www1.upme.gov.co/boletin-estadistico-de-minas-y-energia>

En promedio, durante el año 2011 la demanda regulada superó por 1641 GWh a la no regulada, es decir, durante el 2011 la demanda no regulada consistió en 48.5% de la demanda regulada, como se evidencia en la tabla 11

**Tabla 11.** Demanda regulada y no regulada SIN

	REGULADA	NO REGULADA
ENERO	3146	1495
FEBRERO	2923	1404
MARZO	3211	1553
ABRIL	3084	1472
MAYO	3264	1567
JUNIO	3158	1509
JULIO	3237	1553
AGOSTO	3313	1625
SEPTIEMBRE	3225	1581
OCTUBRE	3217	1635
NOVIEMBRE	3158	1598
DICIEMBRE	3294	1547

Fuente: elaboración propia con base en datos de XM, 2011. [http://www.xm.com.co/Informe%20Mensual%20Anlisis%20de%20Mercado/01\\_Informe\\_Demanda\\_y\\_Fronteras\\_TXR\\_12\\_2011.pdf](http://www.xm.com.co/Informe%20Mensual%20Anlisis%20de%20Mercado/01_Informe_Demanda_y_Fronteras_TXR_12_2011.pdf)

En todos los años considerados (2008-2011), los precios de la energía eléctrica adquirida en contrato bilateral para usuarios no regulados fueron más bajos que los

precios para usuarios regulados negociados por el mismo medio. En los años 2009 y 2010 la diferencia no fue muy notoria, pero en los otros años sí.

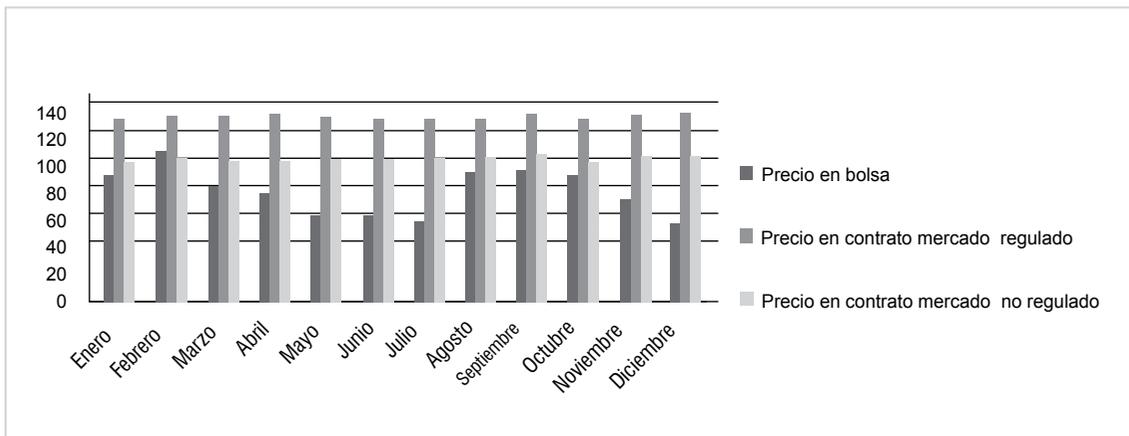
En el año 2008, el precio de la energía adquirida en bolsa fue más bajo que el precio de la energía adquirida en contratos bilaterales para mercado regulado, y más alto que el adquirido en contratos para mercado no regulado. En el año 2009, el precio de la energía en bolsa fue más alto que el de la adquirida en contratos, teniendo su mayor incremento en los meses de septiembre a diciembre. En el 2010, el precio de energía eléctrica en bolsa fue el mayor en los meses de enero a mayo y octubre. En los otros meses se mantuvo en un nivel similar a la de la negociada en contratos para usuarios no regulados, y por debajo de los precios en contrato para usuarios regulados. En 2011, los precios de la energía negociada en bolsa fueron los más bajos, y los de la negociada en contratos bilaterales para usuarios regulados fueron los más altos (ver tabla 12 y gráfica 2).

**Tabla 12.** Precios energía 2008 - 2011

ÍNDICE PRECIOS ENERGÍA 2008-2011 (Pesos Corriente)												
	PRECIO BOLSA (\$/kWh)				PRECIO EN CONTRATOS (\$/kWh)							
					MERCADO REGULADO				MERCADO NO REGULADO			
	2008	2009	2010	2011	2008	2009	2010	2011	2008	2009	2010	2011
ENERO	95,32	133,97	160,83	89,72	115,31	117,13	120,04	130,17	77,18	108,91	101,01	99,64
FEBRERO	101,22	123,73	205,28	107,29	116,95	119	121,92	132,77	81,25	111,89	102,8	101,56
MARZO	91,13	109,71	200,67	81,54	115,69	119,32	123,99	133,09	79,46	113,01	103,61	100,1
ABRIL	103,75	89,42	207,39	76,3	114,98	118,96	124,01	133,72	74,58	111,56	106,3	101,21
MAYO	97,27	116,79	158,55	59,5	113,96	114,67	121,64	131,76	75,87	109,03	99,57	101,44
JUNIO	76,88	126,82	95,73	60,36	112,89	113,34	120,68	130,96	76,74	109,6	96,21	101,38
JULIO	63,23	125,81	87,33	56,11	114,07	112,9	120,15	130,88	75,88	112,04	95,12	101,63
AGOSTO	74,34	128,54	89,58	91,05	111,42	112,04	119,39	131,96	74,24	110,86	95,01	102,78
SEPTIEMBRE	81,88	184,63	119,96	93,63	111,68	111,42	119,45	133,2	70,71	112,54	96,72	104,72
OCTUBRE	84,48	191,53	147,91	74,24	110,62	110,54	120,8	133,22	69,24	110,92	99,29	103,1
NOVIEMBRE	87,2	155,03	98,98	70,94	110,59	111,03	122,53	133,32	68,72	113,15	97,92	103,12
DICIEMBRE	106,07	201,07	70,08	55,08	112,49	123,82	125,43	134,38	73,42	115,7	99,3	103,69

Fuente: elaboración propia con base en datos de XM, 2011. <http://www.xm.com.co/Pages/Informes.aspx>

**Gráfica 2.** Precios energía eléctrica 2011(\$)



Fuente: elaboración propia con base en datos de XM, 2011

En general, la tendencia del comportamiento de las tarifas es a crecer año por año, aunque en Arauca y Boyacá se presentó un aumento que se sale del patrón en el año 2009. Caquetá, Popayán y Cauca, por su parte, disminuyeron sus tarifas en el año 2012 para los estratos 2 a 6, lo cual también es un comportamiento que se sale de la tendencia mostrada por las demás empresas (ver tabla 13).

Las tarifas de energía eléctrica para los estratos 1 y 2 se mantienen por debajo de los 250\$, las tarifas para estrato 3 en adelante están por encima de ese valor. Entre los estratos 3 y 4 se observa una diferencia considerable en las tarifas, entre los estratos 4, 5 y 6 la diferencia de precios no es mucha. En general, hay dos grupos: los estratos 1, 2 y 3 con tarifas bajas con alguna diferencia entre el estrato 3 y 1 y 2. El otro grupo, los estratos 4, 5 y 6 con tarifas altas y una diferencia pequeña entre ellos. Las observaciones anteriores se explican por los subsidios que tienen las tarifas de estrato 1, 2 y 3.

En la tabla 13, se muestran las tarifas promedio cobradas a usuarios residenciales en cada estrato, durante los años 2008 a 2011. Estas tarifas fueron deflactadas utilizando el índice de precios al consumidor (IPC), para llevarlas todas a valor de

2008. Una vez se llevaron todas a valor del 2008, se procedió a calcular el porcentaje de incremento para cada año.

Al considerar estos valores, se observa que los mayores porcentajes de incremento en las tarifas se dieron al pasar del año 2008 al 2009 y entre los estratos 3, 4, 5 y 6. Los menores incrementos de tarifas, por su parte, se dieron al pasar del año 2010 al 2011. Entre los años 2010 y 2012, los mayores incrementos se dieron en los estratos 1 y 2, mientras que entre los años 2008 y 2009, los mayores incrementos se hicieron en los estratos 3, 4, 5 y 6.

Los incrementos tarifarios hechos a los estratos 3, 4, 5 y 6 al pasar del año 2008 a 2009, que estuvieron entre 10,7% y 11%, fueron los más altos que se dieron durante el período de análisis, alejándose del promedio de los otros incrementos que en general rondaban entre 0,4% y 4%. Las empresas que tuvieron mayor promedio de incremento fueron Emcali, Cartago, EPM, y EEC Cundinamarca. Cabe anotar que, de estas, EPM y Emcali son de las empresas que tienen mayor participación en el mercado.

**Tabla 13.** Tarifas de energía eléctrica sector residencial 2008 - 2011

TARIFA PROMEDIO POR ESTRATO ENERGÍA ELÉCTRICA 2008 - 2012 SECTOR RESIDENCIAL (\$/Kwh)						
EMPRESA		ESTRATO 1	ESTRATO 2	ESTRATO 3	ESTRATO 4	ESTRATO 5 Y 6
SIBUNDOY	2008	171,46	206,71	302,92	356,38	427,42
	2009	173,23	208,57	336,39	395,76	474,91
	2010	169,00	209,18	353,03	416,51	497,73
	2011	174,86	218,14	356,08	439,23	527,08
	2012	187,15	230,43	361,37	457,76	549,32
ELECTROCAQUETÁ	2008	161,41	193,97	295,05	359,55	429,18
	2009	160,99	198,15	334,63	393,89	472,42
	2010	171,00	213,75	362,05	425,68	509,16
	2011	177,81	239,82	351,98	433,19	518,81
	2012	182,51	233,81	341,15	401,38	481,18
CEDENAR	2008	162,81	196,76	300,79	353,82	422,59
	2009	167,58	201,10	332,38	390,99	469,23
	2010	165,18	203,84	346,32	403,31	483,94
	2011	165,69	219,94	337,17	411,72	494,07
	2012	174,79	218,52	368,94	436,69	522,37
EMSA	2008	136,10	163,54	248,29	283,54	333,39
	2009	135,35	164,33	262,74	309,11	370,93
	2010	146,90	183,62	312,15	361,96	440,69
	2011	150,17	203,70	305,02	375,42	397,76
	2012	167,01	207,25	335,06	393,30	473,02
EEC	2008	145,23	194,80	304,26	357,96	431,33
	2009	142,04	176,80	309,80	360,87	437,36
	2010	168,29	208,49	356,90	421,28	503,87
	2011	167,08	222,03	332,02	405,48	489,62
	2012	180,68	225,99	360,17	425,15	508,42
CEDELCA	2008	151,65	187,38	318,59	375,29	450,35
	2009	155,14	193,92	329,43	348,01	465,41
	2010	167,74	208,47	354,54	330,77	347,55
	2011	155,04	209,11	315,95	387,59	469,54
	2012	153,64	195,61	332,59	335,66	402,87
EMDEP	2008	145,42	179,98	304,44	353,09	421,30
	2009	154,90	193,06	328,21	386,13	463,35
	2010	162,14	199,08	337,43	397,26	477,79
	2011	143,06	190,71	286,74	352,11	422,54
	2012	164,37	205,11	300,03	342,29	411,77
EDEQ	2008	147,41	177,16	265,85	313,00	375,60
	2009	149,23	180,17	300,49	357,33	427,36
	2010	157,29	192,96	328,03	382,26	461,57
	2011	162,54	216,39	329,04	402,10	482,53
	2012	176,89	218,48	335,55	396,61	470,77
ENELAR	2008	158,18	199,08	340,02	400,02	464,47
	2009	173,48	216,86	368,97	434,75	520,45
	2010	155,61	191,85	326,14	383,57	464,79
	2011	147,30	184,92	298,45	367,35	438,88
	2012	166,81	207,32	330,90	389,25	465,67
ELECTROHUILA	2008	147,27	180,82	287,88	339,68	411,63
	2009	152,78	193,43	320,30	379,95	460,03
	2010	151,14	184,89	312,59	369,63	445,53
	2011	151,45	202,28	311,90	380,67	456,81
	2012	175,46	220,68	331,80	390,33	471,64
PUTUMAYO	2008	144,53	174,24	279,10	325,70	390,85
	2009	147,62	176,10	299,44	352,39	422,73
	2010	161,48	190,56	323,01	387,24	454,07
	2011	165,83	217,37	328,66	398,72	477,45
	2012	171,19	212,37	332,81	391,38	469,75
ESSA	2008	144,15	173,32	265,42	312,26	372,71
	2009	148,44	179,64	299,39	352,09	422,67
	2010	147,91	184,15	313,05	369,96	439,34
	2011	153,24	203,79	311,88	381,13	457,35
	2012	165,31	203,28	328,08	385,89	463,07

ENERTOLIMA	2008	141,31	169,57	291,40	311,29	377,32
	2009	143,95	178,10	347,89	355,33	425,97
	2010	154,47	188,16	363,47	377,85	451,66
	2011	162,02	221,09	385,98	404,13	484,96
	2012	172,88	219,79	416,37	419,53	499,71
CHEC	2008	140,14	169,08	273,01	332,95	397,17
	2009	145,72	182,10	309,57	364,20	437,04
	2010	155,23	190,10	323,65	378,74	457,01
	2011	167,82	223,60	342,11	417,91	501,49
	2012	182,11	225,72	355,46	415,85	501,56
DISPAC	2008	130,63	157,01	247,32	288,49	346,19
	2009	129,04	160,09	270,80	318,27	382,31
	2010	137,86	169,48	288,13	340,15	405,97
	2011	147,87	194,36	299,95	364,91	437,89
	2012	160,96	203,40	313,62	369,74	442,18
CETSA	2008	124,31	149,41	230,14	281,40	335,52
	2009	128,13	159,02	261,16	317,95	381,53
	2010	132,85	161,40	273,49	322,09	387,07
	2011	143,02	189,63	288,20	349,74	419,68
	2012	156,21	193,05	308,65	364,30	437,21
ELECTRICARIBE	2008	118,89	143,53	229,91	270,48	323,50
	2009	118,65	147,10	249,66	293,70	352,44
	2010	127,92	156,39	265,13	312,87	374,06
	2011	131,11	175,53	265,71	327,84	393,41
	2012	144,88	179,99	288,00	337,87	406,54
CODENSA	2008	118,49	142,32	224,15	263,70	314,53
	2009	122,72	150,78	255,13	300,15	360,19
	2010	130,31	161,62	274,75	324,94	388,03
	2011	145,74	192,07	287,67	351,46	421,75
	2012	152,23	190,00	304,10	357,24	427,13
EMCARTAGO	2008	112,56	134,45	217,21	253,37	305,82
	2009	116,25	144,77	245,61	289,41	343,07
	2010	120,40	152,15	258,67	303,59	365,14
	2011	128,64	173,44	260,34	321,59	385,90
	2012	148,06	173,30	293,97	348,38	415,98
PEREIRA	2008	116,07	139,34	221,49	260,58	311,12
	2009	115,27	142,92	242,06	285,56	341,72
	2010	124,37	154,51	259,42	309,89	370,34
	2011	134,36	178,54	274,54	335,31	402,37
	2012	148,59	184,76	302,35	355,58	426,45
EMCALI	2008	105,25	130,14	217,59	255,98	304,73
	2009	115,63	144,54	245,83	289,08	346,89
	2010	140,48	170,18	293,15	339,40	414,64
	2011	144,84	189,45	274,95	342,20	410,64
	2012	164,34	207,64	311,78	363,27	436,06
EPPM (MEDELLÍN)	2008	103,42	126,37	213,12	251,72	298,36
	2009	117,89	147,35	250,52	294,75	353,67
	2010	128,89	159,10	268,28	317,86	378,67
	2011	138,16	185,05	278,86	343,52	412,22
	2012	152,26	186,24	312,01	364,59	438,42
EBSA (BOYACÁ)	2008	179,71	215,73	321,31	378,01	447,77
	2009	187,64	224,57	353,16	414,42	498,58
	2010	170,39	201,27	329,80	382,07	464,00
	2011	166,57	204,04	332,68	407,76	488,08
	2012	186,91	209,60	387,49	454,91	545,85

Fuente: elaboración propia con base en datos de la Superintendencia de Servicios Públicos.

En cuanto al crecimiento de la oferta, entre finales del año 2008 hasta el 2010, se dieron varios ciclos sucesivos de fenómenos climatológicos que no tuvieron incidencia en la generación de energía eléctrica del país. Lo que tuvo variación, debido a esos fenómenos, fue el aporte hidrológico de los ríos al

SIN, los cuáles a finales de 2009 tuvieron los niveles más bajos de aporte para generación. La generación, por su parte, ha estado creciendo desde el 2007 hasta el 2011, acumulando un 9% de crecimiento en esos años (UPME, 2012), (ver tabla 14).

**Tabla 14.** Generación real por agente

GENERACIÓN REAL ENERGÍA ELÉCTRICA POR AGENTE 2011 (GWH)				
	2008	2009	2010	2011
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P	13068,78	12624,61	12307,94	13640,88
EMGESA S.A E.S.P	12979,89	12717,03	11372,37	12172,51
ISAGEN S.A E.S.P	10105,09	9259,82	9558,58	11002,49
GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGÍA DEL CARIBE S.A E.S.P	4506,4	6589,14	7551,36	5705,91
AES CHIVOR & CIA S.C.A E.S.P	3760,24	3299,82	3305,17	5338,39
EMPRESA DE ENERGÍA DEL PACÍFICO S.A E.S.P	3888,49	3330,17	3874,01	74
EMPRESA URRÁ S.A E.S.P	1357,21	1160,9	1482,19	1432,72
TERMOFLORES S.A E.S.P	114,09	694,82	699,34	871,92
GESTIÓN ENERGÉTICA S.A E.S.P	1323,01	1948,41	1855,92	795,68
CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE CALDAS E.S.P	662,3	502,75	701,77	524,65
TERMOTASAJERO S.A E.S.P	691,14	994,19	817,34	522,98
PROELÉCTRICA & CIA S.C.A E.S.PREESTRUCTURACIÓN	56,03	201,36	249,78	387,71
EMPRESA GENERADORA DE ENERGÍA DEL TOLIMAS.A E.S.P	317,11	228	239,33	345,37
CENTRAL TERMOELÉCTRICA EL MORRO 1 S.A E.S.P	335,96	318,36	329,35	297,16
TERMOYOPAL GENERACIÓN 2 S.A E.S.P	216,01	387,89	370,2	225,66
ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A E.S.P	117,19	89,74	154,81	188,42
GENERAR S.A E.S.P REESTRUCTURACIÓN	173,66	125,8	148,29	174,78
CENTRALES ELÉCTRICAS DE NARIÑO S.A E.S.P	150,65	154,65	138,79	162,59
PRESTADORA DE SERVICIOS PÚBLICOS LA CASCADA S.A E.S.P	15,43	15,26	108,72	154,23
CENTRALES ELÉCTRICAS DEL CAUCA S.A E.S.P	129,88	118	117,65	143,14
DICELER S.A E.S.P		47,32	97,08	103,71
COMPAÑÍA DE ELECTRICIDAD DE TULUÁ S.A E.S.P	90,75	66,02	74,15	80,62
MERILECTRICA S.A & CIA S.C.A E.S.P	25,35	70,66	20,27	74,16
TERMOCANDELARIA E.S.P	9,65	528,83	760,39	64,89
AGUAS DE LA CABAÑA S.A E.S.P	41,96	53,63	51,51	61,75
COMPAÑÍA DE GENERACIÓN DEL CAUCA S.A E.S.P	52,01	55,63	52,29	54,2
EMPRESA MUNICIPAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA S.A E.S.P	15,04	14,95	19,67	22,3
EMPRESA DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE PEREIRA S.A E.S.P	36,25	33,09	30,35	19,62
EMPRESA DE ENERGÍA DE CUNDINAMARCA S.A E.S.P	46,22	45,61	57,14	18,72
EMPRESAS PÚBLICAS DE ARMENIA E.S.P	12,68	13,22	14,75	15,9
GENERAMOS ENERGÍA S.A E.S.P			0,2	13,54
INGENIO RISARALDA S.A	7,58	7,77	6,12	10,5
ENERCO S.A E.S.P	7,23	5,74	2,42	9,97
ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A E.S.P	41,77	33,92	22,51	9,53
ENERMONT S.A E.S.P			1,98	8,69
EMPRESA MULTIPROPÓSITO DE CALARCÁ S.A E.S.P	8,66	9,79	11,3	8,59
CORPORACIÓN CENTRO NACIONAL DE CONTROL DE ENERGÍA - CENASE	37,53	20,76	9,74	8,22
TERMOEMCALI I S.A E.S.P	7,95	204,4	265,8	7,9
GENELEC S.A EMPRESA DE SERVICIOS PÚBLICOS	7,3	4,65	5,26	7,39
PROYECTOS ENERGÉTICOS DEL CAUCA S.A E.S.P	5,14	4,45	5,72	4,85
ENERVIA S.A E.S.P	5,12	3,59	4,18	4,47
GENERADORA COLOMBIANA DE ELECTRICIDAD S.C.A E.S.P	2,23	1,65	2,26	2,19
TERMOPIEDRAS S.A E.S.P	0,01	0	0,12	0

BIOAISE S.A	3,53			0
<b>TOTAL</b>	<b>54432,52</b>	<b>55986,4</b>	<b>56898,12</b>	<b>58628,64</b>

Fuente: UPME, Boletín Estadístico de Minas y Energía 579. Modificación propia. <http://www1.upme.gov.co/boletin-estadistico-de-minas-y-energia>

Los datos de la demanda (ver tabla 15 y gráfica 3) se tomaron de la página de XM, filial de ISA, se organizaron año a año y se calculó el promedio de variación, comparando cada año con el inmediatamente anterior. Se observa que la demanda de energía eléctrica al SIN ha crecido año a año, sin embargo se observa que en los años 2008 y 2009 se registró el menor crecimiento en la demanda (1,5%). Esto coincide con la crisis económica mundial que

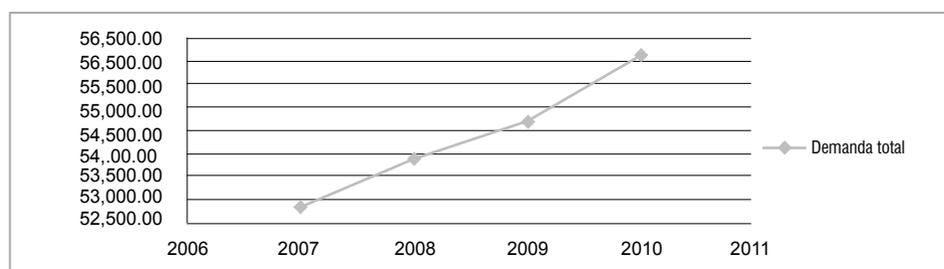
inició en el 2008. Hacia el año 2010, el crecimiento aumenta (2,6%), lo que también coincide con el inicio de la recuperación de la crisis mundial. Hay una tendencia al aumento de la demanda en el segundo semestre del año. La demanda del SIN de energía eléctrica en Colombia en el 2011 alcanzó los 57.150,3 GWh, con un crecimiento de 4.296,9 GWh, equivalente al 8% (UPME, 2012).

**Tabla 15.** Crecimiento mensual de demanda SIN

CRECIMIENTO MENSUAL DE DEMANDA SIN (GWh)									
	2007	2008	crecimiento (%)	2008	2009	crecimiento (%)	2009	2010	crecimiento (%)
ENERO	4309,5	4418,5	2,47	4418,5	4464,7	1,03	4464,7	4576,9	2,45
FEBRERO	4067	4314,8	5,74	4314,8	4177,2	-3,29	4177,2	4409,5	5,27
MARZO	4511,3	4363,5	-3,39	4363,5	4560,1	4,31	4560,1	4890,1	6,75
ABRIL	4242,7	4470,3	5,09	4470,3	4406,1	-1,46	4406,1	4619,8	4,44
MAYO	4474,8	4513,1	0,85	4513,1	4586,6	1,60	4586,6	4788,2	4,21
JUNIO	4314,8	4377,9	1,44	4377,9	4414,3	0,82	4414,3	4586,7	3,76
JULIO	4468,6	4595,4	2,76	4595,4	4653,4	1,25	4653,4	4706,8	1,13
AGOSTO	4507,8	4546,6	0,85	4546,6	4649,4	2,21	4649,4	4771,9	2,57
SEPTIEMBRE	4414,7	4544	2,85	4544	4681	2,93	4681	4664,9	-0,35
OCTUBRE	4541,9	4682,5	3,00	4682,5	4737,3	1,16	4737,3	4818,7	1,69
NOVIEMBRE	4453,6	4459,6	0,13	4459,6	4607,6	3,21	4607,6	4615,7	0,18
DICIEMBRE	4547	4583,5	0,80	4583,5	4741,2	3,33	4741,2	4707,2	-0,72
<b>TOTAL</b>	<b>52853,7</b>	<b>53869,7</b>	<b>1,9</b>	<b>53869,7</b>	<b>54678,9</b>	<b>1,5</b>	<b>54678,9</b>	<b>56147,4</b>	<b>2,6</b>

Fuente: elaboración propia con base en datos de XM.

**Gráfica 3.** Demanda energía SIN



Fuente: elaboración propia con base en datos de UPME, Boletín Estadístico de Minas y Energía 579.

La demanda comercial regulada (ver tabla 16) ha tenido un aumento de 7,92% en los últimos cinco años y la demanda comercial no regulada registra un aumento del 8,47% en este mismo período.

La demanda regulada tuvo crecimientos similares entre 2008 y 2010 (2,1% y 2,2%), mientras que en el 2011 se observa un crecimiento bajo de la misma. La demanda no regulada (ver tabla 17 y gráfica 4)

por su parte, muestra un crecimiento muy bajo entre 2008 y 2009, para el 2010 hay mayor crecimiento, y en el 2011 vuelve a disminuir el crecimiento, pero no a niveles tan bajos como los de 2008 y 2009. Se debe notar, que entre 2008 y 2011 siempre ha habido crecimiento de la demanda.

Durante 2011, se realizaron intercambios de energía con Ecuador y Venezuela, exportándose hacia Ecuador un total de 1.294,3 GWh, valor superior en un 48% frente al registrado en el 2007 (876,69 GWh).

**Tabla 16.** Crecimiento mensual demanda regulada

CRECIMIENTO DEMANDA MENSUAL REGULADA DE ENERGÍA SIN (GWh)									
	2008	2009	crecimiento (%)	2009	2010	crecimiento (%)	2010	2011	crecimiento (%)
ENERO	2970	3041,1	2,34	3041,1	3135,5	3,00	3135,1	3145,9	0,34
FEBRERO	2865,7	2808,2	-2,05	2808,2	2971,6	5,50	2971,6	2922,5	-1,68
MARZO	2996,2	3089,7	3,03	3089,7	3295,8	6,25	3295,8	3211,1	-2,64
ABRIL	2997,7	2999,6	0,06	2999,6	3120,2	3,87	3120,2	3084,2	-1,17
MAYO	3022,6	3106,1	2,69	3106,1	3234,9	3,98	3234,9	3265,2	0,93
JUNIO	2927,5	2997,5	2,34	2997,5	3087,8	2,92	3087,8	3157,4	2,20
JULIO	3060,1	3140,4	2,56	3140,4	3161,6	0,67	3161,6	3236,7	2,32
AGOSTO	3052,4	3143,1	2,89	3143,1	3199,2	1,75	3199,2	3313,4	3,45
SEPTIEMBRE	3028,3	3134,7	3,39	3134,7	3113,3	-0,69	3113,3	3225,6	3,48
OCTUBRE	3116,6	3173,6	1,80	3173,6	3213,7	1,25	3213,7	3217,4	0,11
NOVIEMBRE	2999,1	3085,7	2,81	3085,7	3074,7	-0,36	3074,7	3157,9	2,63
DICIEMBRE	3176,7	3258,2	2,50	3258,2	3216,7	-1,29	3216,7	3294,1	2,35
<b>TOTAL</b>	<b>36212,9</b>	<b>36977,9</b>	<b>2,1</b>	<b>36977,9</b>	<b>37824,6</b>	<b>2,2</b>	<b>37824,6</b>	<b>38231,4</b>	<b>1,1</b>

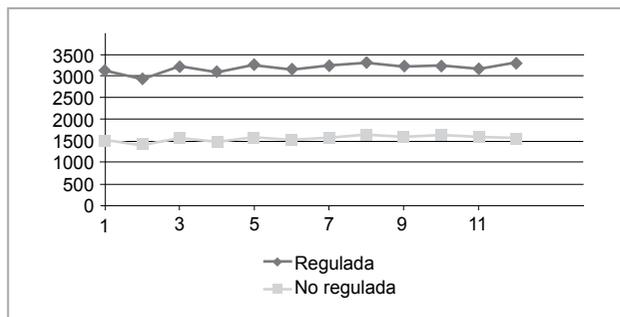
Fuente: elaboración propia con base en datos de XM.

**Tabla 17.** Crecimiento mensual demanda regulada

CRECIMIENTO DEMANDA MENSUAL NO REGULADA DE ENERGÍA SIN (GWh)									
	2008	2009	crecimiento (%)	2009	2010	crecimiento (%)	2010	2011	crecimiento (%)
ENERO	1422,4	1394,4	-2,01	1394,4	1420,9	1,87	1420,9	1494,8	4,94
FEBRERO	1424,5	1342,4	-6,12	1342,4	1418,3	5,35	1418,3	1404,6	-0,98
MARZO	1339,7	1436,6	6,75	1436,6	1569,7	8,48	1569,7	1552,7	-1,09
ABRIL	1444,5	1376,9	-4,91	1376,9	1467,9	6,20	1467,9	1472,4	0,31
MAYO	1464	1448,8	-1,05	1448,8	1530,9	5,36	1530,9	1564,8	2,17
JUNIO	1422,1	1390,8	-2,25	1390,8	1469,6	5,36	1469,6	1509,2	2,62
JULIO	1503,6	1486,6	-1,14	1486,6	1515,6	1,91	1515,6	1553	2,41
AGOSTO	1463,4	1477,4	0,95	1477,4	1541,8	4,18	1541,8	1625,3	5,14
SEPTIEMBRE	1485,6	1508,6	1,52	1508,6	1521,3	0,83	1521,3	1581,2	3,79
OCTUBRE	1531,5	1535	0,23	1535	1572,5	2,38	1572,5	1632,7	3,69
NOVIEMBRE	1429,4	1495,6	4,43	1495,6	1510,4	0,98	1510,4	1598,7	5,52
DICIEMBRE	1376,5	1460,2	5,73	1460,2	1459	-0,08	1459	1546,7	5,67
<b>TOTAL</b>	<b>17307,2</b>	<b>17353,3</b>	<b>0,3</b>	<b>17353,3</b>	<b>17997,9</b>	<b>3,6</b>	<b>17997,9</b>	<b>18536,1</b>	<b>2,9</b>

Fuente: elaboración propia con base en datos de XM.

**Gráfica 4.** Demanda mensual regulada y no regulada



Fuente: elaboración propia con base en datos de UPME, Boletín Estadístico de Minas y Energía 579.

## 5. Conclusiones

El proceso de liberalización vivido por la industria de energía eléctrica en Colombia ha logrado mejorar la eficiencia en la prestación del servicio y prevenir que se presenten nuevos racionamientos, aún bajo las condiciones climáticas desfavorables que ha tenido el país. La demanda del servicio de energía eléctrica ha mantenido una tendencia a crecer, sin embargo la demanda de usuarios no regulados ha tenido un crecimiento mayor que la de usuarios regulados.

Si bien hay regulación antimonopolio para la comercialización del servicio de energía eléctrica, y hasta ahora esta ha sido cumplida, es notorio que de los 41 agentes que transan en el mercado, solo tres de ellos atienden a más del 60% de los usuarios. Esto es un indicio de que el resto de las empresas han enfrentado la liberalización del mercado en clara desventaja competitiva.

La generación de energía eléctrica presenta una situación similar a la comercialización, solo 3 agentes, de los 44 registrados, generan más del 60% del total. Uno de estos generadores, también está dentro de los tres mayores comercializadores del servicio por lo cual hay concentración del mercado.

Los precios a los cuales los comercializadores adquieren la energía en contratos bilaterales para usuarios no regulados son los más bajos del mercado. Los precios en contrato bilateral para usuarios regulados tienden a ser más altos. Los precios de la energía eléctrica adquirida en bolsa tienen comportamientos cíclicos, es decir, en algunos meses aumentan notoriamente y en otros disminuyen. Los años 2008 y 2011 muestran comportamientos atípicos. En el primero, los precios de la bolsa fueron los más bajos y en el último, fueron los más altos durante todo el año.

Las empresas con mayor participación en el mercado de la comercialización, ofrecen las tarifas más bajas a los usuarios del sector residencial, y las empresas con menor participación en el mercado, ofrecen las tarifas más altas. Esto contribuye una clara desventaja competitiva que favorece la concentración de la participación de mercado en unas pocas empresas.

La demanda de energía eléctrica en Colombia ha mantenido una tendencia creciente, e igual comportamiento muestra la generación, de lo cual se puede inferir que el sector energético del país tiene plena capacidad de asegurar el suministro de energía eléctrica. El crecimiento en la demanda de usuarios no regulados es mayor que la de los regulados.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Arango, S., & Larsen, E. (2011). Cycles in deregulated electricity markets: Empirical evidence from two decades. *Energy Policy*, 39(5), 2457-2466. doi:10.1016/j.enpol.2011.02.010.
- Blumsack, S., Perekhodtsev, D., & Lave, L. B. (2002). Market Power in Deregulated Wholesale Electricity Markets: Issues in Measurement and the Cost of Mitigation. *The Electricity Journal*, 15(9), 11-24. doi:10.1016/S1040-6190(02)00386-X.
- Erdogdu, E. (2011). The impact of power market reforms on electricity price-cost margins and cross-subsidy levels: A cross country panel data analysis. *Energy Policy*, 39(3), 1080-1092. doi:10.1016/j.enpol.2010.11.023.
- Jamasb, T. (2006). Between the state and market: Electricity sector reform in developing countries. *Utilities Policy*, 14(1), 14-30. doi:10.1016/j.jup.2004.11.001.
- Larsen, E. R., Dyrer, I., Bedoya V, L., & Franco, C. J. (2004). Lessons from deregulation in Colombia: successes, failures and the way ahead. *Energy Policy*, 32(15), 1767-1780. doi:10.1016/S0301-4215(03)00167-8.
- Nagayama, H., & Kashiwagi, T. (2007). Evaluating electricity sector reforms in Argentina: lessons for developing countries? *Journal of Cleaner Production*, 15(2), 115-130. doi:10.1016/j.jclepro.2005.11.056.
- Pollitt, M. G. (2012). The role of policy in energy transitions: Lessons from the energy liberalisation era. *Energy Policy*. doi:10.1016/j.enpol.2012.03.004.
- Ruiz Molina, Ma E., 'Liberalización Del Mercado Eléctrico y Elegibilidad: Consecuencias Para El Consumidor', Universitat Jaume I, 2003.
- The role of policy in energy transitions: Lessons from the energy liberalisation era. *Energy Policy*. doi:10.1016/j.enpol.2012.03.004.
- Santiago, A., & Roxas, F. (2010). Understanding Electricity Market Reforms and the Case of Philippine Deregulation. *The Electricity Journal*, 23(2), 48-57. doi:10.1016/j.tej.2010.02.003.
- Trygg, L., & Karlsson, B. G. (2005). Industrial DSM in a deregulated European electricity market—a case study of 11 plants in Sweden. *Energy Policy*, 33(11), 1445-1459. doi:10.1016/j.enpol.2004.01.002.
- UPME, (2011). Boletín Estadístico de Minas y Energía. <http://www1.upme.gov.co/index.php/component/content/article/66-documentos-upme/579-boletin-estadistico-de-minas-y-energia.html>.
- Weinmann, J. (2007). The sustainability of electricity sector liberalization in Latin America. *Journal of Cleaner Production*, 15(2), 112-114. doi:10.1016/j.jclepro.2006.02.011
- Yusta, J. M., Ramírez-Rosado, I. J., Dominguez-Navarro, J. A., & Perez-Vidal, J. M. (2005). Optimal electricity price calculation model for retailers in a deregulated market. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 27(5-6), 437-447. doi:10.1016/j.ijepes.2005.03.002.

