

**Grupo EPM**  
**Estados financieros consolidados**  
**A 30 de septiembre de 2013 y 2012**  
(No auditados)

## Contenido

<b>Balance general consolidado .....</b>	<b>3</b>
<b>Estado consolidado de actividad financiera, económica, social y ambiental.....</b>	<b>4</b>
<b>Estado consolidado de cambios en el patrimonio.....</b>	<b>5</b>
<b>Estado consolidado de flujos de efectivo .....</b>	<b>6</b>
<b>Notas a los estados financieros consolidados .....</b>	<b>7</b>
Notas de carácter general.....	7
Nota 1    Naturaleza jurídica, función social y actividades que desarrolla .....	7
Nota 2    Marco legal y regulatorio.....	15
Nota 3    Revisoría fiscal.....	52
Nota 4    Auditoría externa .....	53
Nota 5    Prácticas contables.....	53
Nota 6    Efectos y cambios significativos en la información contable .....	69
Nota 7    Hechos posteriores de impacto para el 2013.....	70
Nota 8    Otros aspectos relevantes .....	71
Notas de carácter específico.....	73
Nota 9    Conversión de los valores en moneda extranjera.....	73
Nota 10   Efectivo .....	74
Nota 11   Inversiones para administración de liquidez.....	77
Nota 12   Deudores, neto .....	78
Nota 13   Inventarios, neto .....	79
Nota 14   Gastos pagados por anticipado .....	80
Nota 15   Inversiones patrimoniales, neto .....	80
Nota 16   Propiedades, planta y equipo, neto.....	83
Nota 17   Reserva financiera actuarial.....	85
Nota 18   Otros activos .....	85
Nota 19   Valorizaciones.....	89
Nota 20   Operaciones de crédito público .....	90
Nota 21   Operaciones de cobertura .....	93
Nota 22   Cuentas por pagar.....	94
Nota 23   Impuestos, contribuciones y tasas por pagar .....	94
Nota 24   Obligaciones laborales .....	100
Nota 25   Obligaciones pensionales y conmutación pensional .....	101
Nota 26   Pasivos estimados .....	102
Nota 27   Otros pasivos .....	103
Nota 28   Reservas.....	103
Nota 29   Excedentes.....	104
Nota 30   Cuentas de orden.....	104
Nota 31   Ingresos operacionales, netos.....	106
Nota 32   Costo por prestación de servicios .....	107
Nota 33   Depreciaciones, provisiones y amortizaciones .....	108
Nota 34   Gastos de administración .....	109
Nota 35   Ingresos no operacionales.....	110
Nota 36   Gastos no operacionales .....	111
Nota 37   Interés minoritario .....	112
Nota 38   Transacciones con partes relacionadas.....	113

**Empresas Públicas de Medellín E.S.P.**  
**Balance general consolidado**  
**A 30 de septiembre de 2013 y 31 de diciembre de 2012**  
**Cifras en millones de pesos colombianos**

<b>Activos</b>	<b>Notas</b>	<b>2013</b>	<b>2012</b>	<b>Pasivos</b>	<b>Notas</b>	<b>2013</b>	<b>2012</b>
<b>Corriente</b>		<b>5.782.164</b>	<b>6.336.894</b>	<b>Corriente</b>		<b>4.067.726</b>	<b>3.087.887</b>
Efectivo	10	1.055.444	1.496.488	Operaciones de crédito público	20	573.065	234.773
Inversiones para administración de liquidez	11	1.078.296	1.901.168	Operaciones de cobertura	21	33.303	75.711
Deudores, neto	12	3.287.181	2.570.296	Cuentas por pagar	22	2.341.067	1.591.823
Inventarios, neto	13	256.244	242.503	Impuestos, contribuciones y tasas por pagar	23	357.361	723.046
Gastos pagados por anticipado	14	41.910	67.473	Obligaciones laborales	24	205.229	132.592
Otros activos, neto	18	63.089	58.966	Obligaciones pensionales y conmutación pensional	25	247.381	129.374
				Pasivos estimados	26	54.930	18.648
				Otros pasivos	27	255.390	181.920
<b>No corriente</b>		<b>31.289.415</b>	<b>28.941.015</b>	<b>No corriente</b>		<b>10.592.986</b>	<b>10.115.294</b>
Inversiones para administración de liquidez	11	8.144	9.672	Operaciones de crédito público	20	7.881.089	7.316.939
Inversiones patrimoniales, neto	15	1.461.710	507.177	Operaciones de cobertura	21	36.301	85.438
Deudores, neto	12	693.189	738.605	Cuentas por pagar	22	331.140	112.600
Propiedad, planta y equipo, neto	16	15.271.006	14.154.412	Impuestos, contribuciones y tasas por pagar	23	62.107	172.804
Reserva financiera actuarial	17	708.017	741.441	Obligaciones laborales	24	70.175	71.162
Otros activos, neto	18	2.316.770	2.251.882	Obligaciones pensionales y conmutación pensional	25	1.082.013	1.171.465
Valorizaciones	19	10.830.579	10.537.826	Pasivos estimados	26	228.090	295.921
				Otros pasivos	27	902.071	888.965
				<b>Total pasivos</b>		<b>14.660.712</b>	<b>13.203.181</b>
				Interés minoritario	37	958.660	1.014.999
				<b>Patrimonio (Ver estados financieros adjuntos)</b>		<b>21.452.207</b>	<b>21.059.729</b>
<b>Total activos</b>		<b>37.071.579</b>	<b>35.277.909</b>	<b>Total pasivos y patrimonio</b>		<b>37.071.579</b>	<b>35.277.909</b>
Cuentas de orden deudoras	30	7.998.687	8.568.699	Cuentas de orden acreedoras	30	20.276.816	19.979.394

**Empresas Públicas de Medellín E.S.P.****Estado consolidado de actividad financiera, económica, social y ambiental****Por el período comprendido entre el 1 de enero y el 30 de septiembre de 2013 y 2012****Cifras en millones de pesos colombianos**

	<b>Notas</b>	<b>2013</b>	<b>2012</b>
Ingresos operacionales, netos	31	9.595.533	9.357.312
Costo por prestación de servicios	32	(5.952.459)	(5.712.551)
Costo por depreciaciones, provisiones y amortizaciones	33	(700.800)	(812.410)
<b>Excedente bruto</b>		<b>2.942.274</b>	<b>2.832.351</b>
Gastos de Administración	34	(724.167)	(713.060)
Gasto por depreciaciones, provisiones y amortizaciones	33	(292.788)	(240.349)
<b>Excedente operacional</b>		<b>1.925.319</b>	<b>1.878.942</b>
Ingresos no operacionales, neto	35	601.392	619.738
Gastos no operacionales, neto	36	(783.906)	(659.840)
<b>Excedente no operacional</b>		<b>(182.514)</b>	<b>(40.102)</b>
<b>Excedente antes de impuestos</b>		<b>1.742.805</b>	<b>1.838.840</b>
Provisión de impuesto sobre la renta	23	(500.758)	(455.924)
<b>Excedente neto antes de interés minoritario</b>		<b>1.242.047</b>	<b>1.382.916</b>
<b>Interés minoritario</b>		<b>(79.067)</b>	<b>(67.116)</b>
<b>Excedente neto</b>		<b>1.162.980</b>	<b>1.315.800</b>

**Empresas Públicas de Medellín E.S.P.**  
**Estado consolidado de cambios en el patrimonio**  
**Por el período comprendido entre el 1 de enero y el 30 de septiembre de 2013 y 2012**  
**(Cifras en millones de pesos colombianos)**

	Capital	Superávit por donaciones	Reservas (Nota 28)	Utilidades retenidas no apropiadas (Nota 29)	Revalorización del patrimonio	Ajuste por conversión	Superávit por valorizaciones	Total
<b>Saldo a 31 de diciembre, 2011</b>	<b>67</b>	<b>114.319</b>	<b>3.570.014</b>	<b>4.915.872</b>	<b>2.437.796</b>	<b>55.908</b>	<b>8.799.447</b>	<b>19.893.423</b>
Apropiación de reservas			9.626	(9.626)				-
Movimiento de valorizaciones							(76.156)	(76.156)
Excedentes ordinarios al Municipio				(458.095)				(458.095)
Excedentes extraordinarios al Municipio				(280.000)				(280.000)
Movimiento del año						(49.723)		(49.723)
Excedente neto del año				1.315.800				1.315.800
								-
<b>Saldo a 30 de septiembre, 2012</b>	<b>67</b>	<b>114.319</b>	<b>3.579.640</b>	<b>5.483.951</b>	<b>2.437.796</b>	<b>6.185</b>	<b>8.723.291</b>	<b>20.345.249</b>
<b>Saldo a 31 de diciembre, 2012</b>	<b>67</b>	<b>114.319</b>	<b>3.579.639</b>	<b>5.708.332</b>	<b>2.437.797</b>	<b>(68.150)</b>	<b>9.287.725</b>	<b>21.059.729</b>
Apropiación de reservas			50.929	(50.929)				-
Movimiento de valorizaciones							144.055	144.055
Excedentes ordinarios al Municipio				(526.122)				(526.122)
Excedentes extraordinarios al Municipio				(388.435)				(388.435)
Movimiento del año								-
Excedente neto del año				1.162.980				1.162.980
<b>Saldo a 30 de septiembre, 2013</b>	<b>67</b>	<b>114.319</b>	<b>3.630.568</b>	<b>5.905.826</b>	<b>2.437.797</b>	<b>(68.150)</b>	<b>9.431.780</b>	<b>21.452.207</b>

**Empresas Públicas de Medellín E.S.P.**  
**Estado consolidado de flujos de efectivo**  
**Por el período comprendido entre el 1 de enero y el 30 de septiembre de 2013 y**  
**diciembre de 2012**  
**(Cifras en millones de pesos colombianos)**

	<b>2013</b>	<b>2012</b>
<b>Flujos de efectivo de las actividades de operación</b>		
<b>Excedentes del período</b>	<b>1.162.981</b>	<b>1.591.926</b>
<b>Movimiento de partidas que no involucran efectivo</b>		
Impuesto de renta diferido	43.210	(35.173)
Depreciación, amortizaciones y provisiones	889.187	1.272.460
Cálculo actuarial	104.401	109.786
Ajustes por conversión	107.084	(226.875)
Interes minoritario	79.067	96.335
Otros ingresos y gastos no efectivos	(3.329)	132.022
<b>Cambios en partidas operacionales</b>		
Variación en deudores	(759.105)	(211.174)
Variación en inventarios	(13.871)	(22.703)
Variación en otros activos	(13.686)	(52.385)
Variación en cuentas por pagar	283.158	(394.996)
Variación en recaudos de terceros y otros pasivos	(13.027)	(98.918)
Variación en obligaciones laborales	(4.196)	(87.170)
<b>Flujo neto de efectivo en actividades de operación</b>	<b>1.861.874</b>	<b>2.073.135</b>
<b>Flujos de efectivo de las actividades de inversión</b>		
Inversiones en activos e infraestructura	(2.190.126)	(1.866.903)
Combinación de negocios	(302.541)	-
Otros activos	(100.524)	84.805
<b>Flujo neto de efectivo en actividades de inversión</b>	<b>(2.593.191)</b>	<b>(1.782.098)</b>
<b>Flujos de efectivo de las actividades de financiación</b>		
Desembolsos crédito público y tesorería	711.720	1.799.072
Amortizaciones de capital	(368.197)	(1.032.614)
Pagos de excedentes al Municipio de Medellín	(876.122)	(839.842)
<b>Flujo neto de efectivo en actividades de financiación</b>	<b>(532.599)</b>	<b>(73.384)</b>
<b>(Disminución) incremento neto del efectivo y equivalentes a efectivo</b>	<b>(1.263.916)</b>	<b>217.653</b>
Efectivo y equivalentes del efectivo al inicio del período	3.397.656	3.180.003
<b>Efectivo y equivalentes del efectivo al final del período</b>	<b>2.133.740</b>	<b>3.397.656</b>

**Empresas Públicas de Medellín E.S.P.**  
**Notas a los estados financieros consolidados**  
**A 30 de septiembre de 2013 y 31 de diciembre de 2012**  
**Cifras en millones de pesos colombianos**

**Notas de carácter general**

**Nota 1 Naturaleza jurídica, función social y actividades que desarrolla**

Empresas Públicas de Medellín E.S.P. (en adelante "EPM" o "la empresa"), es la matriz de un grupo empresarial que, con las empresas vinculadas que lo integran, tiene presencia en el territorio nacional de Colombia y en el exterior.

EPM es una entidad descentralizada del orden municipal, creada en Colombia mediante el Acuerdo 58 del 6 de agosto de 1955 del Consejo Administrativo de Medellín, como un establecimiento público autónomo. Se transformó en empresa industrial y comercial del Estado del orden municipal, por Acuerdo 069 del 10 de diciembre de 1997 del Concejo de Medellín. En razón de su naturaleza jurídica, EPM está dotada de autonomía administrativa, financiera y patrimonio propio, de acuerdo con el Artículo 85 de la Ley 489 de 1998. El capital con el que se constituyó y funciona, al igual que su patrimonio, es de naturaleza pública, siendo su único propietario el Municipio de Medellín. Su domicilio principal está en la carrera 58 No. 42-125 de Medellín, Colombia. No tiene establecido un término de duración.

El objeto social del Grupo EPM es la prestación de los servicios públicos domiciliarios de acueducto, alcantarillado, energía, distribución de gas combustible, telefonía fija pública básica conmutada y telefonía local móvil en el sector rural y demás servicios de telecomunicaciones. Puede también prestar el servicio público domiciliario de aseo, así como las actividades complementarias propias de todos y cada uno de estos servicios públicos y el tratamiento y aprovechamiento de las basuras.

Para el cumplimiento del objeto social, sin deteriorar la propiedad de sus activos, EPM y sus empresas vinculadas podrán desarrollar todo tipo de contratos, asociarse o formar consorcios con otras personas naturales o jurídicas, nacionales o extranjeras. El objetivo es lograr la universalidad, calidad y eficacia en la prestación de los servicios domiciliarios que ofrece a sus usuarios, procurando el bienestar general y el mejoramiento de la calidad de vida en la población, basándose en criterios técnicos precisos, con rigor jurídico y financiero y bajo principios de solidaridad y redistribución del ingreso.

También podrá:

- Realizar alianzas estratégicas, asociaciones a riesgo compartido, y suscribir cualquier tipo de convenio o contrato de colaboración empresarial, siempre y cuando le permitan cumplir con su objeto social.
- Participar en actividades para el fomento de la innovación, la investigación científica y el desarrollo tecnológico en los campos relacionados con los servicios públicos y que constituyen su objeto social.

- Suscribir convenios para ofrecer o recibir cooperación técnica, de conformidad con las normas vigentes sobre la materia.
- En general, realizar actividades enmarcadas en su objeto social o que se consideren necesarias para el cumplimiento de sus fines.

El Grupo EPM ofrece sus servicios a través de tres grupos estratégicos de negocios:

- Grupo Estratégico de Negocios de Aguas
  - Servicio de acueducto
  - Servicios de aguas residuales
- Grupo Estratégico de Negocios de Energía
  - Generación de energía
  - Transmisión, distribución y comercialización de energía (incluyendo la propiedad de una parte del sistema colombiano de electricidad alta tensión)
  - Distribución y comercialización de gas natural (a través de redes domiciliarias y de estaciones de servicio con el programa Gas Natural Vehicular - GNV)
- Grupo Estratégico de Negocios de Telecomunicaciones
  - Voz
  - Datos
  - Internet
  - Servicios profesionales
  - Data center
  - Páginas de servidores activos (ASP por sus siglas en inglés "Active Service Pages")
  - Servicios de contenido
  - Soluciones para gobierno

## Estructura del Grupo EPM

A continuación se enumeran las empresas vinculadas al Grupo EPM, indicando la participación directa o indirecta que EPM tiene dentro de las empresas:

Empresa	Domicilio	Objeto social	Porcentaje de participación		Fecha de creación
			2013	2012	
EPM Inversiones S.A.	Medellín	Inversión de capital en sociedades nacionales o extranjeras organizadas como empresas de servicios públicos	99.99%	99.99%	Agosto 25, 2003
UNE EPM Telecomunicaciones S.A.	Medellín	Prestación de servicios de telecomunicaciones, tecnologías de la información y las comunicaciones, servicios de información y las actividades complementarias.	99.99%	99.99%	Junio 29, 2006
Emtelco S.A.	Medellín	Prestación de servicios de telecomunicaciones, tecnologías de la información y las comunicaciones, servicios de información y las actividades complementarias.	99.93%	99.93%	Julio 21, 1994

Edatel S.A. E.S.P.	Medellín	Prestación de servicios de telecomunicaciones, tecnologías de la información y las comunicaciones, servicios de información y las actividades complementarias.	56.00%	56.00%	Diciembre 17, 1969
Empresa de Telecomunicaciones de Pereira S.A. (ETP)	Pereira	Prestación de servicios de telecomunicaciones, tecnologías de la información y las comunicaciones, servicios de información y las actividades complementarias.	56.14%	56.14%	Mayo 16, 1997
Cinco Telecom Corporation (CTC)	Miami	Prestación de servicios de telecomunicaciones, tecnologías de la información y las comunicaciones, servicios de información y las actividades complementarias.	100.00%	100.00%	Diciembre 24, 2001
Orbitel Comunicaciones Latinoamericanas S.A.U. (OCL)	Madrid	Prestación de servicios de telecomunicaciones, tecnologías de la información y las comunicaciones, servicios de información y las actividades complementarias.	100.00%	100.00%	Julio 22, 2003
Orbitel Servicios Internacionales S.A. (OSI)	Rionegro	Prestación de servicios de telecomunicaciones, tecnologías de la información y las comunicaciones, servicios de información y las actividades complementarias.	99.99%	99.99%	Junio 27, 2003
Aguas Nacionales EPM S.A. E.S.P.	Medellín	Prestación de los servicios públicos domiciliarios de acueducto, alcantarillado y aseo, tratamiento y aprovechamiento de basuras, actividades complementarias y servicios de ingeniería propios de estos servicios públicos.	99.99%	99.99%	Noviembre 29, 2002
Aguas de Urabá S.A. E.S.P.	Apartadó	Garantizar la prestación de los servicios públicos domiciliarios de acueducto, alcantarillado y aseo y compensar el rezago de la infraestructura de estos servicios en los municipios socios.	63.42%	63.42%	Enero 18, 2006
Empresas Públicas de Oriente S.A. E.S.P.	Rionegro	Prestación de los servicios de acueducto y alcantarillado a las zonas rurales y suburbanas de los municipios de Envigado, Rionegro y El Retiro, en el denominado Valle de San Nicolás.	58.33%	58.33%	Noviembre 12, 2009
Empresa de Aguas del Oriente Antioqueño S.A. E.S.P.	El Retiro	Prestación de los servicios públicos domiciliarios de acueducto y alcantarillado, así como otras actividades complementarias propias de cada uno de estos servicios públicos.	56.01%	56.01%	Noviembre 22, 1999
Regional de Occidente S.A. E.S.P.	San Jerónimo	Prestación de los servicios públicos domiciliarios de acueducto, alcantarillado y aseo, así como las actividades complementarias propias de cada uno de estos servicios y el tratamiento y aprovechamiento de las basuras.	62.11%	62.11%	Diciembre 26, 2006
Aguas de Malambo S.A. E.S.P. (a)	Malambo	Garantizar la prestación de los servicios públicos domiciliarios de acueducto, alcantarillado y aseo en la jurisdicción del Municipio de Malambo, Departamento del Atlántico.	87.99%	78,32%	Noviembre 20, 2010
Empresa de Energía del Quindío S.A. E.S.P. (EDEQ)	Armenia	Prestación de servicios públicos de energía eléctrica, compra, venta y distribución de energía eléctrica, actividades que se desarrollarán mediante la ejecución de políticas, planes, programas y proyectos relativos a la distribución y comercialización de energía, su administración, manejo y aprovechamiento, conforme a las regulaciones, pautas y directrices expedidas por el Ministerio de Minas y Energía, cumpliendo ante todo la función social que enmarca tal actividad.	92.85%	92.85%	Diciembre 22, 1988
Central Hidroeléctrica de Caldas S.A. E.S.P. (CHEC)	Manizales	Prestación de servicios públicos esenciales de energía, principalmente la explotación de plantas generadoras de energía eléctrica, líneas de transmisión y subtransmisión y redes de distribución; la compra, venta y distribución de energía eléctrica, la construcción o adquisición de centrales generadoras de energía eléctrica, subestaciones, líneas de transmisión, redes de distribución y, en general, toda clase de instalaciones relacionadas con la producción, compra y venta de energía eléctrica, así como la comercialización, importación, distribución y venta de energía eléctrica.	80.10%	80.10%	Septiembre 9, 1950

Electrificadora de Santander S.A. E.S.P. (ESSA)	Bucaramanga	Prestación de servicios públicos de energía eléctrica, compra, venta y distribución de energía eléctrica, actividades que se desarrollarán mediante la ejecución de políticas, planes, programas y proyectos relativos a la distribución y comercialización de energía, su administración, manejo y aprovechamiento, conforme a las regulaciones, pautas y directrices expedidas por el Ministerio de Minas y Energía, cumpliendo ante todo la función social que enmarca tal actividad.	73.90%	73.89%	Septiembre 16, 1950
Centrales Eléctricas del Norte de Santander S.A. E.S.P. (CENS)	Cúcuta	Prestación del servicio público de energía eléctrica, para lo cual realiza, entre otras, las siguientes operaciones: compra, exportación, importación, distribución y venta de energía eléctrica y otras fuentes de energía, así como la construcción y explotación de centrales, plantas generadoras y subestaciones de energía y la construcción y explotación de líneas de transmisión, subtransmisión y redes de distribución.	91.52%	91.52%	Octubre 16, 1952
Hidroecológica del Teribe S.A. (HET)	Ciudad de Panamá	Financiar la construcción del proyecto hidroeléctrico Bonyic, requerido para satisfacer el crecimiento de la demanda de energía del istmo de Panamá.	98.42%	97.09%	Noviembre 11, 1994
Maxseguros EPM Ltd. (antes EEPMP RE Ltda.)	Bermudas	Negociación, contratación y manejo de los reaseguros para las pólizas que amparan el patrimonio.	100.00%	100.00%	Abril 23, 2008
Panama Distribution Group S.A. (PDG)	Ciudad de Panamá	Inversión de capital en sociedades.	100.00%	100.00%	Octubre 30, 1998
Elektra Noreste S.A. (ENSA)	Ciudad de Panamá	Adquisición de energía en bloques y su transporte por las redes de distribución a los clientes, transformación de tensión vinculada, entrega de energía a los consumidores, instalar, operar y mantener el alumbrado público en la zona de concesión. En adición, la compañía está autorizada para realizar actividades de generación de energía hasta un límite del 15% de la demanda máxima y energía en la zona de concesión.	51.00%	51.00%	Enero 19, 1998
Gestión de Empresas Eléctricas S.A. (GESA)	Ciudad de Guatemala	Proporcionar asesorías y consultorías a compañías de distribución, generación y transporte de energía eléctrica.	100.00%	100.00%	Diciembre 17, 2004
Distribución Eléctrica Centroamericana DOS S.A. (DECA II)	Ciudad de Guatemala	Inversión de capital en compañías que se dedican a la distribución y comercialización de energía eléctrica y proporcionar servicios de telecomunicaciones.	100.00%	100.00%	Marzo 12, 1999
Empresa Eléctrica de Guatemala S.A. (EEGSA)	Ciudad de Guatemala	Distribución de energía eléctrica.	80.90%	80.90%	Octubre 5, 1939
Almacenaje y Manejo de Materiales Eléctricos S.A. (AMESA)	Ciudad de Guatemala	Servicios de outsourcing en el área de administración de materiales.	100.00%	100.00%	Marzo 23, 2000
Inmobiliaria y Desarrolladora Empresarial de América S.A. (IDEAMSA)	Ciudad de Guatemala	Inversión en bienes inmobiliarios.	80.90%	80.90%	Junio 15, 2006
Comercializadora Eléctrica de Guatemala S.A. (COMEGSA)	Ciudad de Guatemala	Comercialización de energía eléctrica.	80.90%	80.90%	Noviembre 5, 1998
Transportista Eléctrica Centroamericana S.A. (TREC)	Ciudad de Guatemala	Transmisión de energía eléctrica.	80.90%	80.90%	Octubre 6, 1999
Enérgica S.A. (ENÉRGICA)	Ciudad de Guatemala	Construcción y mantenimiento de proyectos y bienes del sector eléctrico.	80.90%	80.90%	Agosto 31, 1999
Crediegsa S.A. (CREDIEGSA)	Ciudad de Guatemala	Servicios de contratación de personal y otros servicios administrativos.	80.90%	80.90%	Diciembre 1, 1992
AEI El Salvador Holding S.A.	Panamá	Inversión de capital en sociedades.	100.00%	100.00%	Mayo 17, 2007
Distribuidora de Electricidad del Sur (Delsur)	El Salvador	Empresa dedicada a la transformación, distribución y comercialización de electricidad, que suministra energía a la zona centro-sur de El Salvador, en Centroamérica.	86.41%	86.41%	Noviembre 16, 1995

Electricidad de Centroamérica Ltda. de C.V. (ELCA)	Santa Tecla	Inversión en acciones y otros títulos valores y asesoría a la empresa Delsur.	100.00%	100.00%	Diciembre 9, 1997
PPLG El Salvador II	Caimán	Inversión de capital en sociedades.	100.00%	100.00%	Abril 9, 1999
Innova Tecnología y Negocios S.A. de C.V.	El Salvador	Prestación de servicios especializados en ingeniería eléctrica y venta de electrodomésticos a los usuarios de energía eléctrica de la compañía Delsur.	100.00%	100.00%	Octubre 19, 2010
EPM Capital México S.A. de C.V.	México	Desarrollar proyectos de infraestructura, relacionados con energía, alumbrado, gas, telecomunicaciones, saneamiento, plantas de potabilización, alcantarillado, plantas de tratamientos de aguas residuales, pozos, edificaciones, así como la operación, estudios y servicios en todas sus ramas y disciplinas en relación con todo lo anterior.	100.00%	100.00%	Mayo 4, 2012
CENS Inversiones S.A. en Liquidación (b)	Cúcuta	Realizar inversiones de capital en sociedades organizadas como empresas de servicios públicos en el sector de energía, cualquiera sea la clase o naturaleza de dichos servicios públicos, al igual que aquellas entidades que tengan por objeto las actividades complementarias señaladas en la ley 142 de 1994, o en las normas que la complementen, deroguen, desarrollen o modifiquen.	-	99.47%	Agosto 24, 2012
ESSA Capital S.A. en Liquidación (c)	Bucaramanga	Realizar inversiones de capital en sociedades organizadas como empresas de servicios públicos en el sector de energía, cualquiera sea la clase o naturaleza de dichos servicios públicos, al igual que aquellas entidades que tengan por objeto las actividades complementarias señaladas en la ley 142 de 1994, o en las normas que la complementen, deroguen, desarrollen o modifiquen.	-	-	Febrero 20, 2013
Espíritu Santo Energy S. de R.L. (d)	Panamá	Adelantar, organizar, llevar a cabo y promover la compra, venta y distribución de energía eléctrica en bloque, adicionalmente, la sociedad tendrá por objeto prestar el servicio público de generación de energía eléctrica.	100.00%	-	Marzo 27, 2009
Espíritu Santo Colombia S.A.S. E.S.P. (d)	Bogotá D.C.	Prestación del servicio público de generación y transmisión de energía eléctrica, en los términos de la ley 142 de 1994 y las normas que la complementen, modifiquen, adicionen o reglamenten.	100.00%	-	Mayo 28, 2009
EPM Chile S.A. (e)	Chile	Desarrollar proyectos de infraestructura de cualquier tipo, incluyendo pero sin limitarse a, proyectos relacionados con energía, alumbrado, gas, telecomunicaciones, saneamiento, plantas de potabilización, alcantarillado, plantas de tratamiento de aguas residuales, pozos; prestar servicios de energía, acueducto y aseo; y participar en todo tipo de concursos, licitaciones, subastas sean públicas y/o privadas.	100.00%	-	Febrero 22, 2013
Parque Eólico Los Cururos Ltda. (f)	Chile	Generación de energía eléctrica a través de todo tipo de combustibles y de todo tipo de energías renovables en cualquiera de sus formas como son la eólica, la fotovoltaica y la biomasa. La transmisión, compra, venta y comercialización de energía eléctrica ya sea a clientes finales o a cualquier sistema interconectado. La elaboración, ejecución y puesta en marcha de proyectos referidos al giro, así como la creación y puesta en marcha de proyectos destinados al aprovechamiento de energía renovable, de regeneración o cogeneración, su gestión y mantenimiento.	100.00%	-	Agosto 26, 2011

Parque Eólico La Cebada S.A. (g)	Chile	Generación de energía eléctrica a través de todo tipo de combustibles y de todo tipo de energías renovables en cualquiera de sus formas como son la eólica, la fotovoltaica y la biomasa. La transmisión, compra, venta y comercialización de energía eléctrica ya sea a clientes finales o a cualquier sistema interconectado. La elaboración, ejecución y puesta en marcha de proyectos referidos al giro, así como la creación y puesta en marcha de proyectos destinados al aprovechamiento de energía renovable, de regeneración o cogeneración, su gestión y mantenimiento.	100.00%	-	Febrero 17, 2011
Tecnología Intercontinental S.A. de C.V. (TICSA) (h)	México	Estudio, desarrollo, fomento y ejecución de proyectos y procesos industriales, así como el diseño, fabricación, ensamble y montaje de maquinaria, el desarrollo de tecnología incluyendo la comercialización, representación comercial y comercio en general	80.00%	-	Julio 28, 1980
Aquasol Pachuca S.A. de C.V. (h)	México	Elaboración del proyecto ejecutivo, la construcción de emisor y construcción de una planta de tratamiento de aguas residuales, el equipamiento y puesta en operación de dicha planta, ubicada en la Ciudad de Pachuca de Soto. Desarrollar proyectos de agua potable y plantas potabilizadoras.	72.00%	-	Julio 5, 2004
Ecosistemas de Colima S.A. de C.V. (h)	México	Elaboración del proyecto ejecutivo para la planta de tratamiento de aguas residuales, construcción, el equipamiento y puesta en operación de dicha planta, el cual comprende un período de un año para la construcción, pruebas y puesta en operación y diecinueve años para la operación, conservación y mantenimiento de la planta, así como la estabilización de lodos que se generen en la planta, de los municipios de Colima y Villa de Álvarez, en el estado de Colima.	99.99%	-	Febrero 14, 2006
Ecosistemas de Tuxtla S.A. de C.V. (h)	México	Construcción, equipamiento, puesta en marcha, operaciones y mantenimiento de un sistema de tratamiento de aguas residuales, así como la ejecución de obras complementarias, con la modalidad de inversión total privada recuperable. Desarrollar proyectos de agua potable y plantas potabilizadoras.	100.00%	-	Noviembre 17, 2006
Ecosistemas de Uruapan S.A. de C.V. (h)	México	Prestación de servicios de tratamiento de aguas residuales del municipio de Uruapan, Michoacán, sujeta a la elaboración del proyecto ejecutivo para una planta de tratamiento de aguas residuales, el cual comprende un período de un año para la elaboración del proyecto ejecutivo, construcción, equipamiento, pruebas y puesta en operación y 15 años para la operación, conservación y mantenimiento de la planta.	100.00%	-	Noviembre 18, 2009
Ecosistema de Ciudad Lerdo S.A. de C.V. (h)	México	Construcción, equipamiento, puesta en marcha, operación y mantenimiento por 20 años de un sistema de tratamiento de aguas residuales en ciudad Lerdo, Durango, así como la ejecución de obras complementarias con la modalidad de inversión total privada recuperable.	100.00%	-	Abril 24, 2007
Aquasol Morelia S.A. de C.V. (h)	México	Construcción de una planta de tratamiento de aguas residuales, así como el equipamiento y puesta en operación de dicha planta, ubicada en el poblado de Atapano en el municipio de Morelia, Michoacán.	100.00%	-	Noviembre 13, 2003
Ecosistemas de Celaya S.A. de C.V. (h)	México	Elaboración del proyecto ejecutivo para la planta de tratamiento de aguas residuales, así como el tratamiento, transporte y disposición final de residuos sólidos y lodos que se generen en la planta, de la ciudad de Celaya, en el estado de Guanajuato.	100.00%	-	Diciembre 5, 2008
Ecosistema de Morelos S.A. de C.V. (h)	México	Realización del proyecto ejecutivo, construcción, equipamiento electromecánico, pruebas de funcionamiento, pruebas de capacidad, puesta en marcha, operación, conservación y mantenimiento de la planta de tratamiento de aguas residuales Acapantzigo,	100.00%	-	Noviembre 17, 2009

		municipio de Cuernavaca, Morelos.			
Desarrollos Hidráulicos de TAM S.A. de C.V. (h)	México	Elaboración de proyectos, construcción, equipamiento, ampliación, mejoramiento, conservación, mantenimiento, establecimiento y operación de todo tipo de sistemas de suministros de agua y servicios de alcantarillado, así como obras de recolección y drenaje y tratamiento de aguas residuales y toda clase de desechos sólidos.	99.11%	-	Agosto 25, 1995
Ecoagua de Torreón S.A. de C.V. (h)	México	Proporcionar servicios de operación de tratamiento de aguas residuales, provenientes de cualquier fuente, sea municipal o doméstica, así como la actividad relacionada con el tratamiento de aguas residuales.	100.00%	-	Octubre 25, 1999
Sistema de Aguas de Tecomán S.A. de C.V. (h)	México	Elaboración del proyecto ejecutivo para la planta de tratamiento de aguas residuales, construcción, el equipamiento y puesta en operación de dicha planta, el cual comprende un periodo de un año para la construcción, pruebas y puesta operación y diecinueve años para la operación, conservación y mantenimiento de la planta, así como la estabilización de lodos que se generen en la planta.	62.00%	-	Agosto 21, 2009
Proyectos de Ingeniería Corporativa S.A. de C.V. (h)	México	Prestación de servicios de diseño, ingeniería en general o de construcción, servicios profesionales y técnicos tendientes a operar, administrar, dirigir y en general llevar a cabo todas las actividades que sean necesarias para el desarrollo de actividades de cualquier empresa de tipo comercial, industrial o de servicios en su modalidad de persona física o moral.	98.00%	-	Agosto 1, 2008
Corporación de Personal Administrativo S.A. de C.V. (h)	México	Prestación de servicios profesionales tendientes a operar, administrar, dirigir y en general llevar a cabo todas las actividades que sean necesarias para el desarrollo de actividades de cualquier empresa de tipo comercial, industrial o de servicios en su modalidad de persona física o moral, así como también la administración, selección, contratación e intercambio de personal que desempeñe funciones dentro de las instalaciones de las empresas solicitantes.	100.00%	-	Agosto 1, 2008

- (a) Empresa sobre la cual se realizó una capitalización en junio alcanzando un participación del 87.99%.
- (b) Empresa creada en agosto de 2012 por la escisión de Centrales Eléctricas del Norte de Santander S. A. E.S.P. (CENS). El 9 de agosto de 2013 se registró en la Cámara de Comercio de Cúcuta su liquidación.
- (c) Empresa creada en febrero de 2013 por la escisión de Electrificadora de Santander S.A. E.S.P. (ESSA). El 1 de agosto de 2013 se registró en la Cámara de Comercio de Bucaramanga su disolución.
- (d) Empresas adquiridas en enero de 2013. El 26 de agosto de 2013 mediante escritura de la Notaría Quinta de la República de Panamá se autorizó la disolución de la sociedad Espíritu Santo Energy S. de R.L.
- (e) Empresa constituida en febrero de 2013 en Chile.

- (f) Empresa adquirida en marzo de 2013 a través de las filiales EPM Chile y EPM Inversiones. El 16 de abril de 2013 cambió su razón social y su forma societaria, antes era Parque Eólico El Pacífico S.A.
- (g) Empresa adquirida en marzo de 2013 a través de las filiales EPM Chile y EPM Inversiones.
- (h) En septiembre de 2013 se realizó una capitalización equivalente al 80% de las acciones de la sociedad Tecnología Intercontinental S.A. de C.V. (TICSA), por intermedio de la filial EPM Capital México S.A. de C.V. TICSA es una holding constituida por 13 empresas.

## **Nota 2 Marco legal y regulatorio**

Las actividades que realiza el Grupo EPM, prestación de servicios públicos domiciliarios y servicios de telecomunicaciones, están reguladas en Colombia, Guatemala, El Salvador y Panamá. Los aspectos regulatorios más significativos que le aplican son:

### **2.1 Normatividad para Colombia**

#### **2.1.1 Aspectos generales**

La Constitución Política de Colombia de 1991 dispuso que los servicios públicos son inherentes a la finalidad social del Estado y que su deber es asegurar la prestación eficiente de los mismos a todos los habitantes del territorio nacional. Así mismo, establece que corresponde al Presidente de la República señalar, con sujeción a la ley, las políticas generales de administración y control de eficiencia de los servicios públicos domiciliarios, ejerciendo por medio de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios el control, la inspección y la vigilancia de las entidades que los presten.

En la Ley 142 de 1994, Ley de Servicios Públicos, se definen los criterios generales y las políticas que deben regir la prestación de los servicios públicos domiciliarios en el país y los procedimientos y mecanismos para su regulación, control y vigilancia.

La Ley 143 de 1994, Ley Eléctrica, viabiliza el enfoque constitucional y regula las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de electricidad, crea ambiente de mercado y competencia, fortalece el sector y delimita la intervención del Estado.

EPM se rige por las leyes 142 y 143 de 1994 por ser una empresa dedicada a la prestación de servicios públicos domiciliarios. Por lo tanto, de acuerdo con ellas y con la Ley 689 de 2001, el régimen de contratación que la rige es el del derecho privado, sin perjuicio de las obligaciones de cumplir con los principios generales de la función pública señalados en la Constitución Política y los demás principios que rigen la prestación de los servicios públicos domiciliarios.

Por ser una entidad descentralizada del orden municipal, EPM está sujeta al control político del Concejo de Medellín, al control fiscal de la Contraloría de Medellín y al control disciplinario de la Procuraduría.

Las empresas de telecomunicaciones se rigen por la Constitución Política y la Ley 1341 del 30 de julio de 2009, por la cual se definen principios y conceptos sobre la Sociedad de la Información y la Organización de las Tecnologías de la Información y las Comunicaciones (TIC), además se creó la Agencia Nacional de Espectro y dictó otras disposiciones.

De conformidad con el Artículo 55 de la Ley 1341 de 2009, el régimen de los actos y contratos de los proveedores de TIC, incluidos los relativos a su régimen laboral y las operaciones de crédito, cualquiera que sea su naturaleza y sin importar la composición del capital, se regirán por las normas del derecho privado.

Lo anterior, sin perjuicio de la obligación de cumplir los principios generales de la función pública señalados en el Artículo 209 de la Constitución Política, así como los principios

generales que rigen el presupuesto y demás que rigen y orientan la prestación de los servicios públicos y en particular los de TIC.

### **2.1.2 Comisiones de regulación**

El Decreto 1524 de 1994 delegó en las comisiones de regulación la función presidencial de señalar políticas generales de administración y control de eficiencia en los servicios públicos domiciliarios.

En Colombia las comisiones de regulación tienen la función de regular los monopolios en la prestación de los servicios públicos cuando la competencia no sea posible. En los demás casos su función es promover la competencia entre quienes presten servicios públicos, para que las operaciones de los competidores sean económicamente eficientes, no impliquen abuso de la posición dominante y produzcan servicios de calidad. Estas entidades son las siguientes:

- La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), organismo técnico adscrito al Ministerio de Minas y Energía (MME), regula las tarifas de venta de energía y aspectos relacionados con el funcionamiento del Mercado de Energía Mayorista (MEM) y con la prestación de los servicios de energía eléctrica y gas.
- La Comisión de Regulación de Agua Potable y Saneamiento Básico (CRA), regula las tarifas de acueducto y alcantarillado, organismo técnico adscrito al Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial.
- La Comisión de Regulación de Comunicaciones (CRC), unidad administrativa especial de carácter técnico adscrita al Ministerio de Tecnologías de la Información y las Comunicaciones, es la encargada de promover la competencia, evitar el abuso de posición dominante y regular los mercados de las redes y servicios de telecomunicaciones.

### **2.1.3 Régimen tarifario**

El régimen tarifario aplicable a los servicios públicos domiciliarios está compuesto por reglas relativas a procedimientos, metodologías, fórmulas, estructuras, estratos, facturación, opciones, valores y en general todos los aspectos que determinan el cobro de las tarifas. De acuerdo con la Ley de Servicios Públicos dicho régimen está orientado por los criterios de eficiencia económica, neutralidad, solidaridad, redistribución, suficiencia financiera, simplicidad y transparencia.

Los entes prestadores de servicios públicos domiciliarios deben ceñirse a las fórmulas que defina periódicamente la respectiva comisión para fijar sus tarifas. En este sentido, la comisión reguladora podrá establecer topes máximos y mínimos tarifarios de obligatorio cumplimiento por parte de las empresas, al tiempo que podrá definir las metodologías para la fijación de tarifas y la conveniencia de aplicar el régimen de libertad regulada o vigilada según las condiciones del mercado.

Sin perjuicio de otras alternativas que puedan definir las comisiones de regulación, los elementos de las fórmulas tarifarias podrán incluir un cargo por unidad de consumo, un cargo fijo y un cargo por aportes de conexión, cuyo cobro en ningún caso podrá

contradecir el principio de la eficiencia, ni trasladar al usuario los costos de una gestión ineficiente o extraer beneficios de posiciones dominantes o de monopolio. Las comisiones de regulación pueden diseñar y hacer públicas diversas opciones tarifarias que tomen en cuenta diseños óptimos de tarifas.

Conforme a lo establecido en la ley, las fórmulas tarifarias tienen una vigencia de cinco años, después de los cuales las comisiones deben revisarlas para adecuarlas a la dinámica del sector en particular y a la de la economía en términos generales.

Adicionalmente, el régimen tarifario contempla el criterio de solidaridad y redistribución de ingresos, mediante el cual los usuarios de estratos bajos son beneficiados con subsidios sobre los consumos básicos o de subsistencia a partir de las contribuciones efectuadas por los usuarios comerciales e industriales y residenciales de los estratos 5 y 6, así como de los aportes del Gobierno Nacional y entes territoriales.

## **2.1.4 Regulación por sector**

### **2.1.4.1 Sector de agua potable y saneamiento básico**

Las tarifas de los servicios públicos de acueducto y saneamiento básico consideran, por una parte, la normatividad regulatoria en materia de fijación de precios, y por otra, la reglamentación para el diseño del esquema de subsidios y contribuciones.

Para estos servicios, la CRA adoptó el régimen de libertad regulada, por medio del cual los precios son fijados por la entidad tarifaria local, de conformidad con la metodología definida en la Resolución CRA 287 de 2004 y sus normas complementarias. Para el caso de los prestadores diferentes al Municipio, la entidad tarifaria local corresponde a la junta directiva de la empresa prestadora.

Los costos adoptados por EPM fueron aprobados mediante el Decreto 211 de diciembre de 2005 y modificados mediante el Decreto 232 de junio de 2007.

Para cada servicio la fijación de precios incluye los siguientes componentes:

#### **2.1.4.1.1 Servicio de acueducto**

La tarifa de este servicio incluye un cargo fijo y un cargo por consumo.

El cargo fijo representa los costos en que incurren las empresas para garantizar la disponibilidad permanente del servicio. En este cargo se incluyen los costos contables asociados a la actividad administrativa de la prestación del servicio, afectados por el puntaje de eficiencia comparativa calculado a partir de la técnica de Análisis Envolvente de Datos (DEA por sus siglas en inglés).

El cargo por consumo refleja los costos contables de operación y mantenimiento del sistema, así como los costos de inversión, reposición y rehabilitación, y los de reconocimiento de la infraestructura al momento del cálculo. Así mismo, considera el costo medio de las tasas ambientales, a las cuales están sujetas las empresas de acueducto por parte de las autoridades ambientales. Estas tasas reflejan la obligación derivada del uso del recurso y son reglamentadas por el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible.

### **2.1.4.1.2 Servicio de saneamiento básico**

Al igual que en acueducto, en el servicio de saneamiento se aplican un cargo fijo y un cargo por vertimiento. El cargo fijo representa los costos en que incurren las empresas para garantizar la disponibilidad permanente del servicio, incluyendo los costos contables asociados a la actividad administrativa de la prestación del servicio, afectados por el puntaje de eficiencia comparativa calculado a partir de la técnica DEA.

El cargo por consumo refleja los costos contables de operación y mantenimiento del sistema, así como los costos de inversión, reposición y rehabilitación, y los de reconocimiento de la infraestructura al momento del cálculo. Así mismo, en el cargo por consumo se incluye el costo medio de las tasas ambientales a las cuales están sujetas las empresas de alcantarillado por parte de las autoridades ambientales por concepto de tasas retributivas, en función del vertimiento de los usuarios a las fuentes receptoras.

### **2.1.4.1.3 Subsidios y contribuciones**

En los servicios de agua potable y saneamiento básico, los balances entre contribuciones y subsidios se calculan de conformidad con la Ley 1450 de 2011, los decretos 1013 de 2005 y 4924 de 2011, los cuales establecen los factores mínimos de contribución aplicables a los usuarios de estratos 5, 6, industrial y comercial, la metodología de equilibrio entre los aportes de las diferentes fuentes y los subsidios de los estratos 1, 2 y 3, así como la conformación de una bolsa común de contribuciones mínimas para los municipios operados por un mismo prestador. De acuerdo con este último, estas contribuciones son distribuidas a los municipios en función del porcentaje que cada localidad destina al cubrimiento de subsidios y de la demanda de recursos totales requeridos para el cubrimiento de los mismos.

De acuerdo con las normas legales, los subsidios no excederán, en ningún caso, el valor de los consumos básicos de subsistencia ni serán superiores al 15% del costo medio del suministro para el estrato 3 y al 40% del costo medio del suministro para el estrato 2. Tampoco superarán el 70% del costo medio para el estrato 1.

## **2.1.4.2 Sector eléctrico**

### **2.1.4.2.1 Generalidades**

Las leyes 142 y 143 de 1994 establecen el régimen del servicio de energía eléctrica en Colombia. La Ley 143 de 1994 lo segmentó en cuatro actividades: Generación, Transmisión, Distribución y Comercialización, las cuales pueden ser desarrolladas por empresas independientes.

Un generador constituido a partir de la vigencia de la Ley 143 de 1994 no puede ser ni transportador ni distribuidor. Sólo puede desarrollar la actividad de transmisión de energía.

El marco legal tiene por objeto abastecer la demanda de electricidad bajo criterios económicos y de viabilidad financiera y propender a una operación eficiente, segura y confiable del sector.

Con fundamento en estas leyes, la CREG diseña, reglamenta e implementa el marco institucional y regulatorio del sector eléctrico colombiano mediante resoluciones particulares para cada una de las actividades de la cadena del servicio de energía eléctrica.

#### **2.1.4.2.1.1 Actividades del sector eléctrico**

Mediante distintas resoluciones y con fundamento en las leyes 142 y 143 de 1994, la CREG estableció las siguientes definiciones generales para cada una de estas actividades:

**Generación:** consiste en la producción de energía eléctrica mediante una planta hidráulica o una unidad térmica conectada al Sistema Interconectado Nacional (SIN), bien sea que desarrolle esa actividad en forma exclusiva o en forma combinada con otra u otras actividades del sector eléctrico, cualquiera de ellas sea la actividad principal.

**Transmisión:** la actividad de transmisión nacional es el transporte de energía en el Sistema de Transmisión Nacional (STN); está compuesto por el conjunto de líneas, con sus correspondientes equipos de conexión, que operan a tensiones iguales o superiores a 220 kV. El Transmisor Nacional (TN) es la persona jurídica que opera y transporta energía eléctrica en el STN o ha constituido una empresa cuyo objeto es el desarrollo de dicha actividad.

**Distribución:** actividad consistente en transportar energía eléctrica a través de un conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan a tensiones menores de 220 kV y no pertenecen a un sistema de transmisión regional por estar dedicadas al servicio de un sistema de distribución municipal, distrital o local.

**Comercialización:** actividad consistente en la compra de energía eléctrica en el mercado mayorista y su venta a otros agentes del mercado o a los usuarios finales regulados y no regulados, bien sea que desarrolle esa actividad en forma exclusiva o combinada con otras actividades del sector eléctrico, cualquiera de ellas sea la actividad principal.

La Ley 143 de 1994 prohíbe la integración vertical entre generadores y distribuidores, pero permite que ambos agentes puedan desarrollar la actividad de comercialización. Para la transmisión definió que las empresas que la desarrollen deben tener esta actividad como objeto exclusivo. Sin embargo, las empresas que a la fecha de promulgación de la Ley 143 de 1994 se encontraban integradas verticalmente lo podrían seguir siendo, siempre y cuando tengan contabilidades separadas para las diferentes actividades.

Mediante las resoluciones 001 de 2006 y sus modificaciones, y la Resolución 060 de 2007, la CREG estableció los límites de participación de las empresas en cada una de las actividades del sector, definiendo también las metodologías de cálculo de tal participación.

Para la generación estableció una regulación diferencial, según la participación del agente en la actividad de generación eléctrica y la concentración del mercado. De este modo permite que en determinadas condiciones de concentración del mercado un agente pueda tener hasta el 30% de participación en esta actividad.

Para la actividad de distribución se levantaron los límites de participación, mientras que para el caso de la comercialización se estableció que ninguna empresa podrá tener, directa o indirectamente, una participación superior al 25%, determinada según la metodología de cálculo definida en la Resolución CREG 001 de 2006, modificada por las resoluciones CREG 163 de 2008 y 024 de 2009.

#### **2.1.4.2.1.2 Mercado de Energía Mayorista (MEM)**

La Ley 143 de 1994 definió el MEM, en los siguientes términos: “El mercado de grandes bloques de energía eléctrica, en el cual generadores y comercializadores venden y compran energía y potencia en el SIN, con sujeción al reglamento de operación”. Su funcionamiento está fundamentado en la existencia de una bolsa de energía, donde se realizan intercambios comerciales y un operador central del SIN denominado Centro Nacional de Despacho (CND). La Resolución CREG 024 de 1995 reglamentó los aspectos comerciales del MEM y la Resolución CREG 025 de 1995 los aspectos operativos del SIN.

Las transacciones realizadas entre generadores y comercializadores se efectúan mediante dos mecanismos:

- 1. Contratos bilaterales:** las compras de energía con destino al mercado regulado que den origen a contratos bilaterales, deben hacerse a través de mecanismos que estimulen la libre competencia. Las empresas integradas verticalmente con la actividad de generación sólo pueden autocomprarse hasta el 60% de la energía con destino a su mercado regulado y deben participar como cualquier otro generador en la convocatoria pública para las compras de energía. Para el mercado no regulado las compras de energía se realizan a través de negociaciones directas entre generadores y comercializadores o usuarios no regulados.
- 2. Bolsa de energía:** es un sistema mediante el cual se vende y compra energía en el corto plazo (hora a hora), basado en un modelo de libre competencia entre oferta y demanda. Los recursos de generación ofrecidos para cubrir la demanda se despachan de menor a mayor precio, siendo el último despachado el que define el costo marginal de las transacciones y fija el precio de bolsa.

#### **2.1.4.2.2 Actividad de generación energía**

Es una actividad sometida a competencia y por lo tanto los precios se definen en el mercado. Los agentes generadores efectúan sus transacciones de energía en el MEM (normalmente generadores con capacidad instalada igual o superior a 20 MW).

Además, forman parte del sistema los siguientes:

- 1. Plantas menores:** aquellas con capacidad instalada inferior a los 20 MW. La reglamentación aplicable a las transacciones comerciales que efectúan estos agentes está contenida en la Resolución CREG 086 de 1996.
- 2. Autogenerador:** aquella persona natural o jurídica que produce energía eléctrica exclusivamente para atender sus propias necesidades. Usa la red pública sólo para obtener respaldo del SIN (Resolución CREG 085 de 1996).

3. **Cogenerador:** aquella persona natural o jurídica que produce energía utilizando un proceso de cogeneración (Resolución CREG 05 de 2010).

Los ingresos de la actividad de generación proceden fundamentalmente de las ventas de energía a través de contratos bilaterales al mercado regulado y no regulado, de la bolsa de energía, del servicio de regulación secundaria de frecuencia (AGC) y del cargo por confiabilidad.

Mediante la Resolución CREG 071 de 2006, y sus modificaciones, se estableció la metodología para la remuneración del cargo por confiabilidad a los generadores del MEM. Este cargo pretende promover la expansión del parque de generación eléctrico en el país y asegurar que los recursos de generación estén disponibles para abastecer la demanda en situaciones de hidrología crítica. Para este propósito, se subastan entre los generadores las Obligaciones de Energía Firme (OEF) que se requieren para cubrir la demanda del sistema. El generador al que se le asignan OEF recibe una remuneración conocida y estable durante un plazo determinado y se compromete a entregar esta energía cuando el precio de bolsa supera un umbral previamente establecido por la CREG, denominado "precio de escasez". Dicha remuneración la liquida, recauda y distribuye el Administrador de Intercambios Comerciales (ASIC) y la pagan los usuarios regulados y no regulados del SIN a través de las tarifas que cobran los comercializadores.

#### **2.1.4.2.3 Actividad de transmisión energía**

##### **2.1.4.2.3.1 Aspectos generales de la regulación vigente**

Los aspectos más relevantes del marco regulatorio vigente de esta actividad están contenidos en la Resolución CREG 011 de 2009, los cuales se resumen a continuación:

La metodología de remuneración de la actividad de transmisión nacional se conoce como "Ingreso regulado", mediante la cual se establecen los ingresos máximos anuales que remuneran a cada transmisor nacional, de acuerdo con los activos que efectivamente posea en el STN. Para lo anterior, se establecieron unas "unidades constructivas típicas" valoradas a costos de reposición a nuevo, unas vidas útiles, unos gastos de Administración, Operación y Mantenimiento (AOM) y una tasa de descuento aplicable a los activos.

Estos ingresos se recaudan mediante el cobro de unos cargos por uso del STN, que son pagados por los comercializadores (demanda) del SIN, determinados de acuerdo con la metodología establecida en la Resolución CREG 103 de 2000, la cual se basa en la fijación de un cargo de estampilla nacional, con diferenciación horaria por período de carga, que permite remunerar a los transportadores del STN.

El cobro y el recaudo resultante de la aplicación de los cargos por uso del STN se manejan en forma centralizada a través del Liquidador y Administrador de Cuentas (LAC) del STN, quien factura y liquida los cargos por uso.

En materia de calidad, los agentes transmisores deben tener en cuenta unos valores máximos de indisponibilidad de los activos de su propiedad. El incumplimiento de estos valores conducirá a reducir el ingreso regulado del agente, lo cual se traduce en un menor valor del cargo por uso del STN que debe pagar la demanda del SIN.

#### **2.1.4.2.3.2 Expansión del STN**

Con respecto a la expansión del STN, la CREG adoptó un conjunto de disposiciones, contenidas en la Resolución CREG 022 de 2001 y sus modificaciones, que buscan introducir elementos de eficiencia en la ejecución del plan de expansión del STN.

Este plan lo define la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) y se adjudica mediante procesos de convocatoria pública. En estos procesos compiten los transmisores nacionales existentes, así como los potenciales, por la construcción, administración, operación y mantenimiento de los proyectos de expansión del STN. El oferente con el menor valor presente del flujo de ingresos esperado, será el adjudicatario del respectivo proyecto.

#### **2.1.4.2.4 Actividad de distribución**

La actividad de distribución es el transporte de energía eléctrica a través del Sistema de Distribución Local (SDL) o Sistema de Transmisión Regional (STR). Esta actividad la desarrollan los operadores de red (OR), que se encargan de la planeación de la expansión, las inversiones, la operación y el mantenimiento de todo o parte de un STR o SDL. Los activos pueden ser de su propiedad o de terceros, aunque la prelación en la expansión del sistema la tienen los OR.

El SDL es el sistema de transporte de energía eléctrica compuesto por el conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan a niveles de tensión menores a 57.5 kV (niveles 1, 2 y 3), dedicados a la prestación del servicio en uno o varios mercados de comercialización.

El STR es el sistema de transporte de energía eléctrica compuesto por los activos de conexión al STN y el conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan en el nivel mayor o igual a 57,5 kV (nivel 4); para el caso de EPM el nivel de tensión es de 110 kV. Un STR puede pertenecer a uno o más OR.

Dado que la actividad de distribución es monopólica, está completamente regulada. Para el efecto, la CREG define la remuneración a que haya lugar, la cual se revisa cada cinco años de acuerdo con lo estipulado en la ley. La metodología establecida para la remuneración tiene asociado un esquema de calidad.

Los elementos básicos de la remuneración están contenidos en la Resolución CREG 097 de 2008, por medio de la cual se definió la metodología general para la determinación de los cargos de distribución:

- La metodología de remuneración para el nivel de tensión 4 es de ingreso regulado y para los niveles 3, 2 y 1 de precio máximo. En el primer caso le garantizan un ingreso al OR, independientemente del comportamiento de la demanda, y en el segundo le garantizan un cargo máximo pero con el riesgo de la demanda asociado.
- Los cargos de distribución de cada uno de los niveles de tensión se calculan como el cociente entre la anualidad de los activos y los AOM y la energía transportada del año base (para el período tarifario actual corresponde al año 2007). En activos, el regulador

define unidades constructivas (cantidad física) y las valora a costos ponderados entre precios de reposición a nuevo y el costo reconocido en el período regulatorio anterior; los AOM se determinan considerando los AOM reales de la empresa y la evolución de la calidad del servicio del año inmediatamente anterior. El regulador también define el valor del Costo Promedio Ponderado de Capital (WACC por sus siglas en inglés), que es la tasa de descuento con la cual se determina la anualidad de los activos. La energía transportada considera unas pérdidas eficientes de energía, las cuales también son definidas por el regulador.

- Una vez definida la metodología, a cada OR se le aprueba, en resolución independiente, sus propios cargos de distribución por nivel de tensión. Mediante las resoluciones CREG 105 de 2009 y 026 de 2010, fueron aprobados los cargos de distribución para EPM (esta última Resolución fue producto del recurso de reposición entablado por EPM).

Adicionalmente, para la remuneración de la actividad de Distribución el MME definió las Áreas de Distribución (ADD), las cuales corresponden a una agrupación de Operadores de Red por zonas considerando su cercanía geográfica, y así definir los cargos por uso del transporte unificados para todos los OR por nivel de tensión (1, 2, 3 y 4). Para el caso de las empresas del Grupo EPM corresponde el ADD Centro, de acuerdo con lo establecido en la Resolución MME 18 0574-2012.

Otros aspectos básicos relativos a la regulación de la distribución se destacan a continuación:

#### **2.1.4.2.4.1 Expansión del STR y del SDL**

La regulación establece los criterios para asegurar la expansión y los niveles de cobertura de los STR y SDL, los cuales están en la Resolución CREG 070 de 1998.

Los OR son responsables de elaborar y ejecutar el plan de expansión del sistema que opera, de acuerdo con sus planes estratégico, de acción y financiero.

El plan de expansión de los OR deberá incluir todos los proyectos que requiera su sistema, considerando solicitudes de terceros y que sean viables en el contexto de su plan financiero. Si los OR no ejecutan un proyecto contenido en su plan de expansión, este podrá desarrollarlo el usuario interesado o un tercero, para lo cual se define un esquema de remuneración. Para el caso específico de la expansión del STR, los proyectos que no sean de interés de los OR serán sometidos a procesos de convocatoria pública.

De acuerdo con lo establecido en el Reglamento de Distribución, Resolución CREG 070 de 1998, la planeación debe desarrollarse con base en ciertos criterios, entre ellos los siguientes: atención de la demanda, adaptabilidad, flexibilidad, viabilidad ambiental, eficiencia económica, calidad y continuidad en el suministro.

Con base en la metodología definida en la Resolución CREG 097 de 2008, los proyectos de expansión que tengan un costo medio superior al aprobado en los cargos de distribución al OR, serán incorporados en la tarifa previa aprobación de la UPME. De esta manera dichos proyectos empiezan a ser remunerados una vez entren en operación y ya no es necesario esperar hasta el siguiente período regulatorio, como ocurría anteriormente.

#### **2.1.4.2.4.2 Calidad del servicio de energía eléctrica**

Respecto a la calidad del servicio de energía eléctrica, se diferencia la calidad de la potencia suministrada de la calidad del servicio prestado. La calidad de la potencia se relaciona con las desviaciones de los valores especificados para las variables de tensión y la forma de las ondas de tensión y corriente, mientras la calidad del servicio prestado se refiere a la confiabilidad del servicio.

Respecto a la calidad del servicio prestado, la metodología definida en la Resolución CREG 097 de 2008 introdujo modificaciones importantes, donde el esquema de calidad definió un sistema de incentivos con compensaciones a los usuarios "peor servidos".

Para el esquema de incentivos se definió una meta de calidad calculada con base en la calidad promedio para cada sistema de distribución, la cual oscila dentro de un rango definido con base en la historia de dos años (2006 y 2007) y trimestralmente se evalúa su cumplimiento así:

- Si los OR incumplen la meta, es decir, desmejoran con respecto a lo esperado, les disminuyen el cargo de distribución (incentivo negativo).
- Si los OR superan la meta, es decir, logran un mejor resultado de lo esperado, les dan un incentivo aumentándoles el cargo por uso de distribución en el trimestre siguiente al de la evaluación (incentivo positivo).
- Si los OR obtienen un resultado que los ubique dentro del rango definido previamente (banda de indiferencia) no se les afecta su tarifa.

En los dos últimos casos, cuando se les mejora la tarifa o cuando la dejan igual, se debe compensar a los usuarios "peor servidos", es decir, aquellos usuarios a los cuales individualmente se les desmejora la calidad (la señal es que si los OR mejoran en calidad en el promedio o si permanecen igual, de todas formas los usuarios que se vean afectados reciban una compensación).

La Resolución CREG 117 de 2010 determinó los Índices de Referencia Agrupados de Disponibilidad (IRAD) para EPM, con lo cual inició la aplicación del esquema de calidad del servicio del SDL.

#### **2.1.4.2.5 Actividad de comercialización**

Esta actividad la pueden desarrollar los generadores y distribuidores de energía eléctrica, o de manera independiente. El comercializador es el que intermedia entre el usuario final y todos los demás agentes que hay detrás de la cadena (generadores, transportadores, distribuidores y administrador del mercado). Por lo tanto, es el encargado de comprar la energía al mercado mayorista y vendérsela a dichos usuarios, para lo cual efectúa adicionalmente las siguientes actividades: facturación, medición, recaudo, gestión cartera y atención clientes, entre otros.

La Ley 143 de 1994 estableció una segmentación del mercado minorista de electricidad en dos tipos: mercado regulado y no regulado.

**Mercado regulado:** mercado de energía eléctrica en el que las tarifas operan bajo el régimen de libertad regulada, no son negociables y se determinan mediante fórmulas tarifarias establecidas en resoluciones emitidas por la CREG. En este mercado pueden participar los usuarios industriales, comerciales y residenciales. De igual forma, se introdujo la competencia y, por lo tanto, los usuarios tienen la libertad de elegir el prestador del servicio. La compra de energía para el mercado regulado debe hacerse a través de convocatorias públicas para garantizar la libre concurrencia de agentes.

**Mercado no regulado:** mercado de energía eléctrica en el que participan los usuarios con una demanda de potencia igual o superior a 0.1 MW o un consumo mensual mínimo de energía de 55 MWh, Resolución CREG 131 de 1998. Lo abastecen comercializadores y generadores, los cuales negocian libremente los precios (componente de compra), el periodo y las cantidades de la electricidad.

#### **2.1.4.2.5.1 Estructura tarifaria**

De acuerdo con la regulación vigente, los comercializadores de energía eléctrica pueden cobrar a sus usuarios finales un costo máximo por unidad de consumo.

Para el mercado regulado dicho costo se calcula de acuerdo con la fórmula tarifaria definida por la CREG. En la actualidad se aplica la fórmula establecida en la Resolución CREG 119 de 2007, que entró en vigencia desde el mes de febrero de 2008.

El costo de prestación del servicio es la sumatoria de los costos involucrados en cada una de las actividades del sector eléctrico: Generación (G), Transmisión (STN), Distribución (SDL), Comercialización (C), Restricciones (R) y Pérdidas (P).

Para el mercado no regulado no se aprueba una fórmula tarifaria debido a que opera bajo un régimen de libertad vigilada, pero se le trasladan los costos de las seis componentes anteriores aunque algunas de ellas se forman de distinta manera: el G resulta de la negociación entre usuarios y comercializadores y a su turno entre estos y los generadores.

Adicionalmente se aplica un régimen de subsidios y contribuciones, en concordancia con el principio de solidaridad y redistribución de ingresos, que obliga a que a los estratos 1, 2 y 3 se les cobre un valor inferior al costo de prestación del servicio y a los estratos 5 y 6 y a los sectores industrial y comercial se les cobre un valor superior a dicho costo, con el fin de cubrir los subsidios otorgados a los primeros. Al estrato 4 se le cobra el costo de referencia, es decir, no cubre contribución ni recibe subsidio.

Las disposiciones en materia de subsidios y contribuciones se resumen a continuación:

- Tarifas para los usuarios de los estratos 1 y 2: de acuerdo con lo estipulado por la Ley 1117 de 2006, prorrogada mediante la Ley 1428 de 2010, para los consumos de subsistencia, consumos inferiores a 131 kWh/mes, las tarifas sólo pueden subir mensualmente como máximo la inflación. Esto implica que cuando el costo de prestación del servicio crece por encima de la inflación la diferencia se constituye en un mayor subsidio para los usuarios. El porcentaje de subsidio tiene un límite del 60% y 50% para los estratos 1 y 2 respectivamente.

- Tarifas para los usuarios de estrato 3: recibe un subsidio equivalente al 15% del costo de prestación del servicio.
- Tarifas estratos 5 y 6, industria y comercio: pagan una contribución del 20% sobre el costo de prestación del servicio, con destino a cubrir los subsidios otorgados a los usuarios de los estratos 1, 2 y 3.

La Ley 1430 de 2011, por la cual se dictan normas tributarias de control y para la competitividad, estableció en su artículo 2 la “Contribución sector eléctrico usuarios industriales”, dictaminando a partir del 2012 que los usuarios industriales no serán sujetos del cobro de la contribución de solidaridad. Así mismo, el Gobierno establecerá quién es el usuario industrial beneficiario del descuento y sujeto de dicha sobretasa. Tal reglamentación se hizo efectiva mediante los decretos 2915 de 2011 y 4955 de 2011 del 30 de diciembre de 2011.

La Ley 142 de 1994 estableció la obligatoriedad de crear en el Ministerio de Minas y Energía (MME) un Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos (FSSRI), que se financia con recursos provenientes de los excedentes que las empresas comercializadoras generen, una vez efectúen el cruce entre subsidios y contribuciones en sus propios mercados. Adicionalmente, si los recursos provenientes de los excedentes de las empresas no alcanzan para cubrir el monto total de subsidios aplicados, el Gobierno Nacional cubre el faltante, con cargo a su presupuesto. En caso contrario, las empresas de servicios públicos pueden tomar las medidas necesarias para que los usuarios cubran la totalidad del costo de prestación.

### **2.1.4.3 Sector de gas natural**

#### **2.1.4.3.1 Generalidades**

La Ley 142 de 1994 definió el marco legal para la prestación de los servicios públicos domiciliarios, ámbito en el cual se define el gas natural como un servicio público y creó la CREG como entidad encargada de desarrollar el marco regulatorio y normativo para las actividades asociadas a este servicio: comercialización desde la producción, transporte, distribución y comercialización a usuario final. No obstante, la normatividad y competencias expresadas en el Código de Petróleos y en el Contrato de Asociación siguen rigiendo para las actividades de exploración, explotación y producción del gas natural y, por lo tanto, se encuentran por fuera del alcance de la regulación de la CREG. La regulación de la producción de gas natural la hace el MME y la administración de los recursos de gas la realiza, mediante contratos, la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH).

A partir de la promulgación de la Ley 142 de 1994, se presentaron cambios importantes en materia institucional y regulatoria, que han consolidado el desarrollo de la industria del gas natural en el país, logrando la incorporación de nuevas y cuantiosas inversiones en las diferentes actividades de la industria, a través de diferentes agentes públicos y privados.

Las empresas distribuidoras de gas natural comenzaron a ejercer su actividad bajo el régimen jurídico de esta Ley, sin necesidad de la mediación de un contrato de concesión con la Nación, excepción aplicable solo a las áreas de servicio exclusivo para la distribución de gas natural por red.

### **2.1.4.3.2 Actividades del sector**

Con fundamento en la Ley 142 de 1994, la CREG definió el marco regulatorio del servicio de gas natural mediante la Resolución 57 de 1996 y estableció las siguientes actividades para la prestación del servicio de gas natural:

#### **2.1.4.3.2.1 Comercialización desde la producción (suministro de gas natural)**

Esta actividad consiste en el suministro del gas natural proveniente de los diferentes campos de producción ubicados en el territorio nacional.

En Colombia la comercialización de gas natural desde la producción se maneja bajo dos modalidades:

1. Precios máximos para la producción proveniente de los campos de Ballena en La Guajira y Opón en Santander, Resolución 119 de 2005.
2. Para la producción de campos existentes o futuros que se incorporen a la oferta nacional, diferentes a los establecidos en dicha Resolución, los precios se determinarán libremente, sin sujeción a topes máximos, bajo el régimen de libertad vigilada que consagra la Ley 142 de 1994.

Los contratos de suministro se rigen bajo diferentes modalidades contractuales: pague lo contratado "takeorpay", Opciones de Compra de Gas (OCG) y contratos con firmeza condicionada.

Para garantizar el abastecimiento de gas natural en el largo plazo, el MME expidió el Decreto 2100 de 2011, definiendo directrices respecto de las importaciones y exportaciones de este energético y estableciendo los lineamientos para la comercialización de gas. Se privilegió la demanda interna sobre la demanda de exportación, se establecieron los mecanismos de información y asignación sobre la disponibilidad de la oferta de gas natural y se fijaron los criterios para que los productores puedan disponer de las reservas para el intercambio comercial internacional.

Este Decreto estableció un orden de asignación para el gas proveniente de campos con precio máximo regulado, definió el concepto de demanda esencial y asignó a la CREG el establecimiento de un procedimiento de comercialización para el período 2012 y 2013, el cual está contenido en la Resolución CREG 118 de 2011.

A partir del 2013, deberá empezar a regir un nuevo procedimiento de comercialización; para ello la CREG publicó a consulta la Resolución 113 de 2012 y se espera que la definitiva sea publicada en el 2013.

#### **2.1.4.3.2.2 Transporte de gas natural**

Esta actividad consiste en la conducción del gas natural en tuberías de acero a alta presión, las cuales conforman el Sistema Nacional de Transporte (SNT), desde los campos de producción de gas natural hasta la entrada a las grandes ciudades (puerta de ciudad) y hasta grandes consumidores, termoeléctricas y gran industria.

La actividad se considera un monopolio natural regulado en precio, calidad y acceso. La remuneración del servicio de transporte para el SNT se basa en un esquema de cargos de paso o por distancia, determinados como la suma de los cargos correspondientes a cada tramo del gasoducto comprendido entre el punto de entrada de gas al SNT hasta el punto de salida de gas de cada agente comprador del servicio de transporte de gas remitente. Su remuneración y estructura de cargos están establecidas en la Resolución CREG 126 de 2010.

Esta metodología de remuneración y la estructura de cargos vigentes tienen como objetivo facilitar la competencia entre productores, facilitar la penetración de gas y asignar eficientemente los costos del sistema de transporte.

El esquema de cargos por distancia refleja los costos medios de cada componente del sistema y preserva las señales de localización, para lo cual se tienen en cuenta los costos eficientes de inversión y AOM del gasoducto y los volúmenes transportados por él.

Asimismo, para cada empresa en particular se utiliza como tasa de retorno el valor ponderado entre su costo de capital histórico y el costo de capital corriente, de acuerdo con la proporción entre la base de activos existentes y las nuevas inversiones previstas durante el período tarifario.

Los contratos de transporte de gas natural se rigen bajo diferentes modalidades contractuales como contratos firmes (take or pay), interrumpibles y ocasionales. El mercado de transporte de gas natural es un mercado bilateral que se caracteriza por la negociación directa entre las partes, transportador y remitente, y el cierre de las transacciones de manera autónoma.

Las condiciones de acceso a la red de transporte, así como las especificaciones de calidad y de presión para entrega del gas natural, deben cumplir con las condiciones que están establecidas en el Reglamento Único de Transporte (RUT), Resolución CREG 71 de 1999.

Los cargos de transporte aplicados para transportar el gas hasta el Valle de Aburrá están establecidos en las resoluciones CREG 114 de 2011, para el gasoducto de Transmetano S. A., y CREG 121 de 2012 para los gasoductos de TGI S. A.

Mediante la Resolución CREG 171 de 2011 se prohibió el “bypass” físico a la red de distribución de gas natural por parte de un usuario, existente o futuro, que pudiendo conectarse a la red de distribución, dadas sus necesidades de presión y calidad requeridas, quiera conectarse directamente al SNT para obviar el pago remuneratorio de la red de distribución.

#### **2.1.4.3.2.3 Distribución y comercialización minorista de gas natural por redes de tubería**

La actividad de distribución de gas natural por redes de tubería consiste en la conducción de dicho combustible desde las estaciones reguladoras de puerta de ciudad, o desde un sistema de distribución, hasta la conexión de un usuario final, a través de tuberías de media y baja presión, que en su gran mayoría son de polietileno.

En Colombia la distribución de gas natural está regulada según la modalidad de prestación del servicio: áreas de servicio exclusivo (concesionadas según el menor precio obtenido) y áreas de servicio no exclusivo (fórmulas tarifarias – Régimen de Libertad Regulada). Esta última aplicable a EPM.

Los criterios generales para la contratación de zonas de servicio exclusivo en distribución de gas natural están establecidos en las resoluciones CREG 014 de 1995 y 057 de 1996, y corresponden a una modalidad de concesión que estableció la Ley de Servicios Públicos otorgada por vía licitatoria.

Para las áreas de servicio no exclusivo, como es el caso de EPM, la CREG estableció, mediante su Resolución CREG 011 de 2003, los criterios generales para remunerar las actividades de distribución y comercialización de gas combustible y las fórmulas tarifarias generales para la prestación del servicio público domiciliario de distribución de gas combustible por redes de tubería. Tal resolución está en proceso de revisión por parte de la CREG a partir de las bases metodológicas publicadas en la Resolución CREG 136 de 2008, los proyectos de Resolución CREG 178 de 2009 y 103 de 2010 y la propuesta de metodología de remuneración para el próximo periodo tarifario contenida en la resolución CREG 090 de 2012

La actividad de distribución de gas natural por redes de tubería se considera un monopolio natural regulado en precio, calidad y acceso. El régimen regulatorio que aplica corresponde al de un "Price Cap" determinado a partir del cálculo de los costos medios de mediano plazo, los cuales se transfieren a la demanda utilizando una metodología de canasta de tarifas aplicada con base en los cargos medios aprobados por el regulador.

El cálculo de los costos medios de mediano plazo consideran la inversión base, la expansión proyectada a cinco años, la proyección de demanda y de gastos eficientes de AOM para un horizonte de veinte años, y una tasa de retorno que remunera el costo del capital invertido.

La "canasta de tarifas" se aplica con base en seis rangos de consumo y tiene un precio techo igual al 110% del cargo promedio aprobado por regulador y un cargo piso igual al costo medio de la red de media presión. El cargo techo se aplica al primer rango de consumo, que incluye a la totalidad de la demanda residencial y al sector comercio de bajo consumo.

Los cargos de distribución y comercialización aprobados para los diferentes mercados relevantes de distribución atendidos por EPM tienen una vigencia de cinco años y están establecidos en las siguientes resoluciones:

- Resolución CREG 087 de 2004, para el mercado relevante conformado por los 10 municipios ubicados en el Valle de Aburrá.
- Resolución CREG 126 de 2008, para el mercado relevante conformado por el municipio de La Ceja del Tambo.
- Resolución CREG 055 y 080 de 2009, para el mercado relevante conformado por el municipio de El Retiro.

- Resoluciones CREG 054 y 079 de 2009, para el mercado relevante conformado por el municipio de La Unión.
- Resolución CREG 055 y 080 de 2010 para el mercado relevante conformado por los municipios de El Peñol y Guatapé.
- Resolución CREG 074 de 2011 definió los cargos de distribución y comercialización aplicables al mercado relevante conformado por los municipios de Yarumal, Santa Rosa de Osos, Donmatías, Entreríos y San Pedro de los Milagros.
- Resolución CREG 178 de 2011 definió los cargos de distribución y comercialización aplicables al mercado relevante conformado por el municipio de Sonsón, en Antioquia.
- Para los usuarios atendidos en el mercado relevante conformado por los municipios de Guarne, Rionegro, Marinilla y El Santuario está la Resolución CREG 052 de 2007.

El cargo de comercialización (Co) es un valor en pesos por factura (\$/factura) que remunera los costos de medición, facturación, recaudo, servicio al cliente, margen de comercialización y riesgo de cartera morosa, entre otros. Para su definición se tienen en cuenta los gastos anuales eficientes de AOM, la depreciación de los activos asociados a la actividad de comercialización y un margen de comercialización del 1.67% aplicado sobre los ingresos anuales brutos del comercializador en el mercado regulado para el año correspondiente a aquel en que se hicieron los cálculos de los gastos eficientes de AOM.

Los gastos anuales eficientes de AOM se determinan utilizando la metodología de eficiencia relativa DEA, y el margen de comercialización reconocido del 1.67% pretende remunerar un margen operacional de la actividad del 1.60% y una prima de riesgo de cartera del 0.07%.

En la actualidad, la metodología de determinación del cargo máximo base de comercialización, para el próximo período tarifario, está en proceso de revisión por parte la CREG a través de su Resolución 103 de 2010.

Los derechos y responsabilidades que se deben cumplir entre los distribuidores, comercializadores y usuarios, las condiciones de libre acceso a la red de distribución y la seguridad y calidad mínima del servicio de distribución, están establecidos en el Código de distribución de gas combustible por redes, promulgado mediante la Resolución CREG 067 de 1995.

#### **2.1.4.3.3 Estructura tarifaria**

Para el mercado regulado las empresas distribuidoras-comercializadoras que atienden el servicio de gas natural en áreas de servicio no exclusivas aplican la fórmula tarifaria establecida en la Resolución CREG 011 de 2003, para un período tarifario de cinco años. Esta fórmula tarifaria permite a las empresas trasladar mensualmente el costo promedio máximo unitario para compras y transporte de gas natural, G y T, además de los costos de distribución y comercialización, D y C del mismo.

Para el mercado no regulado no se aprueba una fórmula tarifaria debido a que opera un régimen de libertad vigilada. No obstante, de igual forma se le trasladan los costos de las

componentes reguladas de transporte y distribución, así como las variables de compra y comercialización de gas, estas últimas de acuerdo con los precios resultantes de la negociación entre usuarios y comercializadores.

#### **2.1.4.3.4 Régimen de subsidios y contribuciones**

De acuerdo con el marco legal vigente, en Colombia aplica un régimen de subsidios y contribuciones, en concordancia con el principio de solidaridad y redistribución del ingreso, que obliga a que a los usuarios de los estratos 1 y 2 se les otorguen unos subsidios al costo de prestación del servicio, y a los estratos 5 y 6, así como a los sectores industrial y comercial se les cobre una contribución sobre el valor de dicho costo, con el fin de cubrir los subsidios otorgados a los primeros. En la actualidad los estratos 3 y 4 no reciben subsidios ni se les cobra contribución.

Las disposiciones en materia de subsidios y contribuciones se resumen en:

- Las tarifas para los usuarios de los estratos 1 y 2 en el rango del consumo de subsistencia (consumos inferiores a 20 m<sup>3</sup>/mes), de acuerdo con lo estipulado en la Ley 1117 de 2006, prorrogada por la Ley 1428 de 2010, no pueden tener incrementos mensuales superiores a la inflación. Esto implica que cuando el costo de prestación del servicio crece por encima de la inflación, esta diferencia se constituye en un mayor subsidio para los usuarios. La Ley definió el porcentaje máximo de subsidio otorgable para los estratos 1 y 2 en 60% y 50%, respectivamente.
- Es importante resaltar que los usuarios de gas combustible pertenecientes a los estratos 3 y 4 no son sujetos de subsidio, a la vez que quedan exentos por ley del pago de contribución.
- Los estratos 5 y 6 contribuyen con un 20% sobre el valor del servicio.
- El comercio y la industria contribuyen con un 8.9% sobre el valor del servicio con excepción de la generación de electricidad a base de gas, la industria petroquímica y de Gas Natural Comprimido Vehicular (GNCV), cuya contribución es de 0%.
- La Ley 1450 de 2011, Ley del Plan Nacional de Desarrollo 2010 - 2014, estableció, en su Artículo 102 que a partir del 2012 los usuarios industriales de gas natural domiciliario no serán objeto del cobro de la contribución de que trata el Numeral 89.5 del Artículo 89 de la Ley 142 de 1994, y que para efectos de lo previsto en este Artículo el Gobierno Nacional reglamentará las condiciones necesarias para que los prestadores del servicio de gas natural domiciliario realicen un adecuado control entre las distintas clases de usuarios. Tal reglamentación se hizo efectiva mediante el Decreto 4956 del 30 de diciembre de 2011.
- La Ley 142 de 1994 estableció la obligatoriedad de crear en el MME el Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos (FSSRI), que se financia con recursos provenientes de los excedentes que las empresas comercializadoras generen una vez efectúen el cruce entre subsidios y contribuciones en sus propios mercados. Si los recursos del Fondo son insuficientes para cubrir el monto total de subsidios aplicados por las empresas, inicialmente el Gobierno Nacional cubre el déficit mediante traslados presupuestales a la cuenta del Ministerio destinada para tal fin. En caso tal

de que esto no sea posible, las empresas de servicios públicos pueden tomar las medidas necesarias para que los usuarios cubran la totalidad del costo de prestación.

#### **2.1.4.3.5 Integración del sector de gas natural**

Mediante la Resolución 57 de 1996 se fijaron las normas de participación en el sector de gas natural que ponen límites a los agentes del sector. Las empresas cuyo objeto sea vender, comercializar o distribuir gas natural, no podrán ser transportadoras ni tener interés económico en una empresa de transporte del mismo producto.

Para los propósitos aquí descritos hay interés económico de una empresa de transporte en otra empresa cuyo objeto sea la producción, enajenación, comercialización o distribución del mismo producto, en los siguientes casos:

- Cuando estas empresas, sus matrices, sus subordinadas o sus vinculadas sean parte de un contrato para compartir utilidades o reducir costos, o en cualquier contrato de riesgo compartido con empresas productoras, comercializadoras o distribuidoras de gas natural.
- Cuando la empresa productora tenga más del 25% del capital social en la empresa transportadora y 30% del capital social en una empresa de distribución.
- Cuando la empresa transportadora tenga más del 25% del capital social en una empresa comercializadora, distribuidora o gran consumidora de gas natural.
- La empresa transportadora no podrá participar en la actividad de comercialización de gas natural, salvo cuando posee participación accionaria en una distribuidora-comercializadora de gas natural.

Adicionalmente, en la Resolución 112 de 2007 se levantó el límite de participación de la distribución y comercialización minorista de gas natural, lo cual permite a un agente distribuidor participar hasta en el 100% de estas actividades.

#### **2.1.4.3.6 Calidad del servicio de gas natural**

La calidad en el sector de gas natural se evalúa en dos perspectivas: la primera, que mide y evalúa la calidad de la prestación del servicio para lo cual se especifican el tiempo máximo de la duración equivalente de interrupción del servicio a los usuarios (DES) y el tiempo de respuesta de servicio técnico (IRST) en el caso de eventos como escapes de gas, incendio, calidad de la llama e interrupción; y la segunda, que evalúa la calidad del producto gas natural para lo cual se especifican índices de presiones de entrega en líneas individuales (IPLI) y odorización del gas natural.

En su Resolución 100 de 2003, la CREG estableció los criterios, indicadores y metas para medir esta calidad y determinó las responsabilidades y compensaciones por el no cumplimiento de estas metas.

#### **2.1.4.4 Sector de las telecomunicaciones**

El Ministerio de Tecnologías de la Información y las Comunicaciones (MINTIC) es el encargado de definir las políticas, planes y proyectos del sector, así como regir las funciones de vigilancia y control sobre los proveedores de redes y servicios de Tecnología, Información y Comunicaciones (TIC).

En lo pertinente a políticas de financiación, ente técnico del espectro y regulación, dicha normatividad establece como entes encargados al (FONCOM), Agencia para el Espectro y la Comisión de Regulación de Telecomunicaciones (CRT).

En lo relacionado con la protección de usuarios, la Superintendencia de Industria y Comercio es la entidad competente para conocer los recursos de apelación en materia de peticiones, quejas y reclamos y adelantar las investigaciones por prácticas violatorias al régimen fijado por la CRT.

La Constitución Política y la Ley 182 de 1995, dejan en cabeza de la Comisión Nacional de Televisión (CNTV) la regulación, políticas, vigilancia y control del servicios de televisión, disposición que está siendo objeto de revisión legislativa.

No existen restricciones legales en Colombia con respecto a la participación de nacionales o extranjeros en el capital privado en la prestación de servicios de telecomunicaciones. Las entidades extranjeras deben establecer una empresa filial que opere en Colombia.

Los operadores de telefonía local básica conmutada clasificados como dominantes en la Resolución CRT 087 de 1997, esto es, con una participación de mercado igual o superior a 60%, deberán atenerse a los criterios y a la metodología establecida por la CRT, a fin de determinar sus tarifas. Los demás operadores de Telefonía Pública Básica Conmutada (TPBC) (local, nacional e internacional de larga distancia), pueden determinar libremente sus tarifas.

Mediante la Resolución 1250 de 2005, la CRT cambió el sistema de tasas para la TPBC, aplicable a partir del 1 de enero 2006. Los cambios más importantes para el servicio local de telefonía básica son los siguientes:

- Cambios en la medición de la unidad de medida: hasta diciembre de 2005, hubo cargos por impulso y desde enero de 2006, el cargo se hace por minutos.
- Se crearon diferentes planes de minutos y se eliminó el cargo fijo para todos los estratos; el monto del plan será siempre consumible y el cliente tiene la opción de seleccionar el plan más adaptable a sus necesidades.
- El servicio de telefonía pública local básica conmutada tiene un sistema de subsidios y contribuciones; existe un consumo subsidiado para los estratos 1 y 2 de 200 minutos mensuales; la contribución es del 20% y se cobra a los estratos 5 y 6, a las empresas y al sector industrial. A los estratos 3 y 4 se les cobra el costo de referencia, es decir, no cubre contribución ni recibe subsidio.

## **2.2 Normatividad para Guatemala**

### **2.2.1 Aspectos generales**

La Constitución Política de la República de Guatemala de 1985 dispuso que se declare de urgencia nacional la electrificación del país, con base en planes formulados por el Estado y las municipalidades, en un proceso que podrá contar con la participación de la iniciativa privada.

En desarrollo de la Constitución Política se decretó la Ley General de Electricidad de 1996, por medio de la cual se establecen las normas jurídicas fundamentales para facilitar la actuación de los diferentes sectores del sistema eléctrico.

Entre los objetivos de la Ley General de Electricidad se encuentra: eliminar la influencia gubernamental en las decisiones sobre precios, permitiendo a la industria guatemalteca de electricidad operar en un ambiente abierto y competitivo, siendo que los precios de la electricidad reflejen el costo más bajo de producción que se encuentra disponible en el sistema; regular los peajes de transmisión y las tarifas de distribución con el objetivo de evitar las prácticas de monopolio; prestar a los usuarios finales un servicio de electricidad de calidad y los beneficios de los precios establecidos en un mercado competitivo, e integrar la industria guatemalteca de electricidad dentro de un mercado regional centroamericano.

Los principios de la Ley General de Electricidad son:

- La generación de electricidad es libre y las empresas de generación no tienen que requerir permisos especiales ni cumplir con condiciones impuestas por el Gobierno, excepto para plantas hidroeléctricas, geotérmicas y nucleares.
- La transmisión de electricidad se desregulariza, excepto si las compañías utilizan instalaciones públicas o vía pública para proveer la transmisión y distribución de los servicios.
- Los precios de intercambio de electricidad se determinan libremente, excepto para los servicios de transmisión y distribución que están sujetos a regulación.

### **2.2.2 Entidades regulatorias**

La Ley General de Electricidad dispone de la creación de dos entidades nuevas: la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE), como ente regulador y el Administrador del Mercado Mayorista (AMM), como ente operador. El 21 de marzo de 1997 el Ministerio de Energía y Minas adoptó las regulaciones que implementaron la Ley General de Electricidad. En 1997 y 1998 respectivamente, se crearon la CNEE y el AMM, completando así el marco legal para la privatización del sector eléctrico guatemalteco.

#### **Ministerio de Energía y Minas**

El Ministerio de Energía y Minas es el ente guatemalteco gubernamental más importante del sector eléctrico. Es responsable de hacer cumplir la Ley General de Electricidad y las regulaciones relacionadas, lo mismo que de la coordinación de las políticas entre la CNEE y

el AMM. Esta dependencia gubernamental también tiene la autoridad para otorgar permisos operativos para las compañías de distribución, transmisión y generación.

### **Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE)**

El sector eléctrico guatemalteco es regulado por la CNEE, una agencia reguladora creada de conformidad con la Ley General de Electricidad, como órgano técnico del Ministerio de Energía y Minas; está conformada por tres miembros nombrados por el Presidente de la República a partir de ternas propuestas por los rectores de las universidades, el Ministerio de Energía y Minas y los agentes del mercado mayorista. La duración de cada directorio es de cinco años.

La Ley General de Electricidad establece las siguientes responsabilidades para la CNEE:

- Determinar las tarifas de transmisión y distribución, así como la metodología para calcular las tarifas de acuerdo con las estipulaciones de la Ley General de Electricidad.
- Garantizar el cumplimiento de las leyes y regulaciones relativas a la electricidad e imponer sanciones, si fuera necesario.
- El cumplimiento de las entidades que sustentan los diferentes permisos públicos, proteger los derechos de los usuarios finales y prevenir actividades anticompetitivas, abusivas y discriminatorias.
- Dirimir controversias que surjan entre agentes del subsector.
- Establecer reglas técnicas y estándares de desempeño para el sector de la electricidad y garantizar el cumplimiento de las prácticas internacionales aceptadas.
- Establecer regulaciones y reglas para garantizar el acceso y el uso de las líneas de transmisión y las redes de distribución.
- Emitir sanciones.

### **Administrador del Mercado Mayorista (AMM)**

El mercado mayorista guatemalteco es administrado por el AMM, una entidad independiente creada de conformidad con la Ley General de Electricidad, que coordina la operación de las instalaciones de generación, las interconexiones internacionales y las líneas de transmisión que forman el sistema de electricidad nacional. Igualmente, es responsable de la seguridad y la operación del sistema al realizar un despacho económicamente eficiente y administrar los recursos de electricidad, de tal manera que minimice los costos de operación, incluyendo los costos de fallas, dentro de las restricciones impuestas por el sistema de transmisión y los requerimientos de calidad del servicio. Asimismo, el AMM se encarga de la programación del suministro y el despacho de electricidad.

La Junta Directiva del AMM está compuesta de cinco miembros, electos por cada grupo de participantes del mercado mayorista de electricidad y del mercado de capacidad, las compañías de generación, transmisión y distribución, los agentes de electricidad y los

grandes usuarios. Cada participante en el mercado mayorista de electricidad cuenta con un número de votos que es igual al porcentaje de su participación en el mercado. EEGSA tiene la capacidad de elegir un representante de las compañías de distribución, COMEGSA ha podido elegir a un representante de los agentes comercializadores de electricidad, pero para próximas elecciones requerirá de un pequeño porcentaje aliado para conseguirlo. Los miembros mantienen sus posiciones durante dos años.

El AMM es responsable de:

- Establecer las políticas y las reglas para la conducción de los mercados mayoristas y de capacidad.
- La definición de los derechos y obligaciones de los participantes en los mercados de electricidad mayorista y en los mercados de capacidad.
- Supervisar a los participantes del mercado mayorista de electricidad y del mercado de capacidad.
- El establecimiento de precios del momento para la transferencia de electricidad y de capacidad entre los participantes del mercado mayorista de electricidad y del mercado de capacidad.
- Garantizar que las compras de electricidad y la capacidad en el mercado del momento sean establecidas y saldadas de una forma eficiente.
- Garantizar el suministro y la seguridad de electricidad y la capacidad en general.

Las políticas y reglas del AMM están sujetas a la aprobación de la CNEE. Si una compañía de generación, de transmisión, de distribución o un agente de electricidad o usuario grande no opera sus instalaciones de conformidad con las regulaciones establecida por el AMM, la CNEE tiene la capacidad de sancionarla con multas y, en caso de una violación grave, puede requerir que se desconecte del sistema de electricidad nacional.

## **2.2.3 Régimen tarifario**

### **2.2.3.1 Tarifas de distribución**

Según la Ley General de Electricidad y las regulaciones de la CNEE, una compañía de distribución carga a sus clientes regulares una tarifa que está compuesta de un cargo de electricidad destinado al reembolso a la compañía de distribución por el costo de la electricidad y la capacidad que esta compra, las tarifas de transmisión y un cargo de Valor Agregado de Distribución (VAD) destinado a permitir que la compañía de distribución cubra sus gastos operativos, complete sus planes de gasto de capital y recupere sus costos de capital. Aunque los precios por electricidad que se cobran a los grandes usuarios no son regulados por la CNEE, ellos deben pagar una tarifa regulada, igual al cargo de VAD aplicable por la entrega de electricidad a través de las instalaciones de una compañía de distribución.

### **2.2.3.2 Tarifa regulada**

La CNEE, semestralmente, establece el Valor Agregado de Distribución para los clientes regulados y trimestralmente el precio de la potencia y energía. Actualmente, resultan afectadas las siguientes tarifas:

- Una tarifa social disponible para clientes que demandan menos de 300 kWh al mes.
- Una tarifa simple disponible a todos los clientes que compran electricidad a baja tensión.
- Tres tarifas adicionales disponibles a los clientes que compran electricidad para distribuir a bajos voltajes.
- Tres tarifas disponibles para clientes que adquieren electricidad para distribuir a 13 kV.
- Una tarifa disponible para las entidades gubernamentales que adquieren electricidad para alumbrado público.

Las tarifas social, simple y de alumbrado público sólo consisten de un cargo de electricidad, un cargo VAD y un cargo fijo mensual por la conexión al sistema de distribución. Las siguientes tres tarifas adicionales de bajo voltaje y tres tarifas de 13kV están disponibles para:

- Los clientes que contratan la compra de capacidad y electricidad solo durante horas de demanda pico que son entre 6:00 p. m. y 9:00 p. m.
- Los clientes que contraten la compra de electricidad solamente fuera de las horas pico.
- Los clientes que contraten la compra de capacidad y electricidad durante cualquier hora del día.

Los clientes que solicitan estas tarifas establecen un contrato con la compañía de distribución para adquirir un monto específico de capacidad. Estas tarifas consisten en un cargo de capacidad fijo para cada kW contratado, un cargo por la electricidad utilizada por el cliente, un cargo de uso de capacidad y un cargo fijo mensual por la conexión al sistema de distribución. El cargo de uso de capacidad tiene dos componentes: uno de generación y transmisión y otro de distribución. A los clientes se les cobra el uso de capacidad basado en el monto máximo de capacidad demandado durante cualquier ciclo de la facturación.

El cargo de electricidad y el componente de generación y transmisión del cargo del uso de capacidad se ajusta de la misma manera que el cargo de electricidad determinado en la tarifa social, la tarifa simple y la tarifa de alumbrado público. El cargo de capacidad y el componente de distribución del cargo de capacidad máximo se ajustan de la misma manera que los cargos VAD según las tarifas social, simple y de alumbrado público.

### 2.2.3.3 Ajustes de tarifa

Los cargos VAD para cada compañía de distribución los establece la CNEE cada 5 años y se calculan para igualar una anualidad sobre 29 años, del valor de reposición neto del sistema de distribución que, a su vez, se determina mediante el cálculo del valor de reposición de una red de distribución que sería necesaria para ofrecer los servicios prestados por la compañía de distribución para los siguientes ocho años en la misma área de servicio.

El valor de reposición del sistema de distribución se determina basado en una tasa de descuento seleccionada por la CNEE entre el 7% y 13%, basada en los estudios realizados por consultores independientes. El cálculo del VAD para una compañía de distribución utiliza como referencia los costos estimados de una compañía de distribución eficiente que sirve a un área de distribución similar y provee para los siguientes costos:

- Pérdidas incurridas en la distribución de la electricidad.
- Costos administrativos en la prestación del servicio a los clientes.
- Costos de mantenimiento y operación del sistema de distribución, incluyendo el costo de capital.

El VAD recolectado por EEGSA hasta el 1 de agosto del año 2003 se estableció en el momento de su privatización cuando también se fijaron cargos VAD nuevos, programados para establecerse en mayo 2008. Para el proceso de establecer los cargos VAD es necesario que la empresa de distribución cuente con un consultor aprobado por CNEE para calcular los componentes de VAD (incluyendo el valor de reposición neto) que aplican para el sistema de distribución de la empresa. La CNEE también puede contratar un consultor para calcular VAD con aplicación al sistema de distribución de la empresa.

Después de la presentación del VAD, calculado por los consultores a la CNEE, esta misma instancia decide si aprueba el VAD calculado por los consultores. En caso que no los apruebe la controversia es remitida a una comisión pericial compuesta por tres miembros, uno nombrado por la compañía de distribución, otro nombrado por la CNEE y otro más nombrado por los primeros dos árbitros; de no llegarse a un acuerdo en tres días, el tercero es nombrado por el Ministerio de Energía y Minas. La CNEE sostiene que el pronunciamiento de la comisión pericial no es vinculante, al menos así lo aplicó en el VAD 2008.

Los cargos de VAD se ajustan semestralmente, para reflejar el efecto de las fluctuaciones en la tasa de cambio del quetzal/dólar sobre los componentes denominados en dólares del cálculo del valor de reposición neto y los efectos de la inflación guatemalteca en los componentes denominados en quetzales del cálculo del valor neto de reposición.

El cargo de electricidad está destinado a rembolsar a la empresa de distribución los costos de electricidad que esta compra. El componente del cargo de electricidad de las tarifas reguladas consiste en una tarifa base y un recargo de ajuste de electricidad. Según la Ley General de Electricidad y las regulaciones de la CNEE, la tarifa base se ajusta anualmente para reflejar los cambios anticipados en el costo de la electricidad a ser adquirida por la

compañía de distribución durante el siguiente año. El recargo de ajuste de electricidad se ajusta trimestralmente para reflejar las variaciones en el costo real de electricidad adquirida por la compañía de distribución del costo proyectado.

#### **2.2.3.4 La tarifa social**

En 2001, Guatemala promulgó la Ley de la Tarifa Social, es una tarifa que requiere que una tarifa especial esté disponible para clientes con un consumo de electricidad menor a los 300 kWh por mes. Según regulaciones adoptadas por la CNEE, las compañías de distribución solicitaron participar en licitaciones para los contratos de compra de energía eléctrica, con el fin de suministrar electricidad a los clientes que fueran elegibles para la tarifa social. El Instituto Nacional de Electrificación (INDE) ha sido la mayoría de ocasiones el proveedor para esta tarifa; sin embargo, recientemente hay otros proveedores, pero el INDE sigue afectando el precio mediante un subsidio que paga a las distribuidoras para aquellos usuarios con consumos inferiores a los 100KWh-mes, con lo cual reduce la tarifa base aplicable a estos clientes.

#### **2.2.3.5 Peajes de transmisión**

La Ley General de Electricidad estipula que todas las partes que se conectan al sistema de electricidad nacional de Guatemala, incluyendo todas las compañías de generación, de transporte y distribución, así como agentes de electricidad y grandes usuarios, deben pagar por la conexión y el uso del mismo.

Las cuotas de transmisión por la electricidad pueden negociarse por las compañías de generación, de distribución o los grandes usuarios que usan el sistema de electricidad nacional. En ausencia de un precio negociado, las cuotas por el uso de las líneas de transmisión, subestaciones e instalaciones de distribución son establecidas según las regulaciones dictadas por la CNEE.

Hay cuotas separadas aplicables a los sistemas de transmisión primario y secundario. Ambas cuotas se determinan sobre las bases del Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) del sistema de transmisión, es decir, el costo estimado de la replicación de un sistema de transmisión, modelo que incluye un retorno estimado del capital.

Las cuotas para el sistema de transmisión primario son determinadas por la CNEE con base en la información proporcionada por los propietarios de las instalaciones de transmisión y el AMM.

Las cuotas de transmisión para el sistema de transmisión primario se revisan cada dos años, y siempre que se conecte una capacidad de generación nueva al sistema de electricidad nacional o una porción del sistema de transmisión secundario es actualizado para formar parte del sistema de transmisión primario.

Las cuotas incrementadas para el sistema de transmisión primario fueron propuestas por el AMM, pero la CNEE no aprobó los peajes a partir de dicha propuesta. Lo mismo ocurrió con el peaje de transmisión secundario, a pesar de que quedó establecido en la ley que este se negocia entre los propietarios de estas instalaciones de transmisión, los generadores y los agentes de electricidad que las usan; y que si estas partes no logran

llegar a un acuerdo en esta materia, las cuotas son establecidas por la CNEE, tomando en consideración lo dicho por las partes y el AMM.

Las cuotas de transmisión para el uso del sistema de transmisión primario son saldadas por compañías generadoras o importadoras y se incluyen como parte de los costos de electricidad en las tarifas pagadas por los clientes regulares. Las cuotas de transmisión por el uso del sistema de transmisión secundario son pagadas por las compañías de distribución, los agentes de electricidad o los grandes usuarios. Las cuotas de transmisión por el uso del sistema de transmisión secundario, pagadas por las compañías de distribución, se incluyen como parte del costo de electricidad en las tarifas pagadas por los clientes regulares.

### **2.2.3.6 Mercado mayorista de electricidad y de capacidad**

Los mercados de electricidad de mayorista y de capacidad guatemaltecos son mercados de "fronteras abiertas" que permiten a los participantes del mercado comprar electricidad y capacidad a los generadores y vender a clientes dentro y fuera de Guatemala. Entre las partes que pueden participar en el mercado mayorista de electricidad y de capacidad se incluyen:

- Instalaciones de generación con una capacidad instalada de más de 10 MW.
- Compañías de distribución con 20.000 clientes o más.
- Compañías de transmisión con un sistema conectado a plantas con una capacidad de más de 10 MW.
- Agentes de electricidad que compren o vendan 10 MW más incluyendo importadores, exportadores y grandes usuarios.

El precio en el mercado del momento para la electricidad se establece sobre una base por hora, que se fundamenta en el precio de compensación, al que la demanda puede satisfacerse mediante la electricidad disponible ofrecida.

Los participantes en el mercado mayorista también pueden comercializar transacciones de capacidad, permitiendo que los generadores que no están en la capacidad de proveer la capacidad comprometida puedan comprar capacidad adicional. Los precios en el mercado de capacidad los establece el AMM basado en el costo teórico de la instalación de capacidad eficiente de generación.

### **2.2.3.7 Operación del sistema de electricidad nacional**

El AMM es responsable de la seguridad y la operación del sistema de electricidad nacional, llevando a cabo un despacho económicamente eficiente y adelantando la administración de los recursos de electricidad, de tal manera que minimice los costos de operación, incluyendo los costos de fallas dentro de las restricciones impuestas por el sistema de transmisión y los requerimientos de calidad de servicio.

El AMM debe programar el despacho de electricidad para garantizar la cobertura de los requerimientos de electricidad a un costo mínimo dentro de las prioridades que definen la

calidad y seguridad del servicio, particularmente los requerimientos de los servicios suplementarios, tales como la regulación de la frecuencia, la tensión y el control reactivo y la reserva, entre otros. El AMM despacha la electricidad adquirida en el mercado del momento, de acuerdo con los niveles eficientes de los generadores que ofrecen electricidad.

## **2.3 Normatividad para El Salvador**

### **2.3.1 Aspectos generales**

En El Salvador se desarrolló un proceso de reestructuración del sector eléctrico, el cual se materializó en un marco jurídico e institucional que pretende promover la competencia y las condiciones necesarias para asegurar la disponibilidad de una oferta energética eficiente, capaz de abastecer la demanda bajo criterios técnicos, sociales, económicos, ambientales y de viabilidad financiera.

En la década de los noventa, El Salvador impulsó un proceso de reformas en el sector energético que consistió en la reestructuración de los sectores de hidrocarburos y de electricidad, la privatización de la mayoría de empresas estatales que proporcionaban bienes o servicios energéticos y la desregulación de los mercados.

### **2.3.2 Marco regulatorio**

El marco legal del sector eléctrico salvadoreño está conformado por la Ley de Creación de la Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET), emitida mediante el Decreto Legislativo 808 del 12 de septiembre de 1996, que dio vida jurídica al ente regulador; la Ley General de Electricidad (LGE), emitida mediante Decreto Legislativo 843 del 10 de octubre de 1996 y el Reglamento de la Ley General de Electricidad, establecido mediante el Decreto Ejecutivo 70 del 25 de julio de 1997, incluidas sus modificaciones.

Como resultado del proceso de reestructuración del sector eléctrico, se crearon la Unidad de Transacciones S.A. (UT), que administra el Mercado Mayorista de Energía Eléctrica, y la Empresa de Transmisión de El Salvador (ETESAL), al tiempo que se privatizaron las empresas de distribución así como las de generación térmica. Además, se separaron las actividades de generación hidroeléctrica y geotérmica, incorporándose un socio privado en esta última.

Entre los últimos cambios que se han verificado en el sector energético de El Salvador se puede mencionar que la Asamblea Legislativa consideró necesario crear una institución estatal de carácter autónomo de servicio público sin fines de lucro, que sea rectora y normativa de la política energética nacional. En ese sentido, la Asamblea emitió en octubre de 2007 el Decreto Legislativo 404, que crea el Consejo Nacional de Energía (CNE). De acuerdo con su ley de creación, el CNE es la autoridad superior, rectora y normativa en materia de política energética, cuya finalidad es el establecimiento de la política y la estrategia que promuevan el desarrollo eficiente del sector energético.

El Mercado Mayorista de Electricidad (MME) de El Salvador, a través del sistema de transmisión nacional (red de tensión de 115.000 voltios o mayor), permite que participen directamente en las transacciones de energía todos los agentes o participantes del

mercado (PM) que tengan una conexión directa con el sistema de transmisión. Estos PM pueden ser generadores, distribuidores o usuarios finales. También existe la disponibilidad para que otros agentes que no tienen conexión con la red de transmisión puedan participar indirectamente en el mercado, bajo la figura de comercializadores, de acuerdo con la normativa especial que al respecto ha desarrollado el ente regulador, SIGET.

El MME tiene actualmente dos instancias para los intercambios de energía: el Mercado de Contratos (MC) y el Mercado Regulador del Sistema (MRS) o Mercado de Oportunidad.

Con el Decreto Ejecutivo 57 de junio de 2006 se introducen modificaciones al Reglamento de la Ley General de Electricidad. En primer lugar, se establece que el despacho de las unidades generadoras será conforme a sus respectivos costos variables de operación. Se implementa así una de las reformas de la LGE emitida mediante el citado Decreto Legislativo 1216. Esta modificación busca garantizar la sana competencia en el segmento de la generación y el abastecimiento de la demanda a mínimo costo esperado de operación y racionamiento. Para esto se le entrega a la UT la responsabilidad de planificar y coordinar el despacho de las unidades generadoras y la operación de las instalaciones del sistema de transmisión.

En segundo lugar, mediante este mismo Decreto se reglamenta el esquema de contratación de suministro a largo plazo por parte de las empresas distribuidoras, a través de procedimientos de libre competencia.

A partir del 1 de agosto de 2011 entró en operación el Reglamento de operación del sistema de transmisión y del mercado mayorista basado en costos de producción (ROBCP), el cual sustituyó el anterior sistema basado en ofertas de oportunidad. Con este nuevo Reglamento el despacho está determinado por el precio de transacción de la energía en el MRS que será igual al costo marginal de operación del sistema en el intervalo de mercado respectivo.

El ROBCP establece que, además de la energía despachada, valorizada horariamente al costo marginal de operación de la energía respectiva, las unidades generadoras que vendan energía en el Mercado de Oportunidad recibirán un pago por capacidad firme igual al costo marginal de instalación de capacidad de generación de punta, aplicado sobre la potencia que una unidad o central generadora es capaz de inyectar al sistema con una alta probabilidad en un período de control correspondiente a las horas en que se produce la máxima exigencia del parque generador. El precio para valorar las transacciones de capacidad firme se ha determinado como el costo por kW de inversión anualizado más el costo fijo de operación de una unidad eficiente para otorgar respaldo y capacidad adicional en el período de control del sistema, amplificado en un margen de reserva y en un factor de pérdidas correspondiente a las horas de mayor demanda.

### **2.3.3 Entidades regulatorias**

#### **2.3.3.1 Mercado eléctrico nacional**

##### **Ministerio de Economía (MINEC)**

Institución del gobierno central cuya finalidad consiste en la promoción del desarrollo económico y social mediante el incremento de la producción, la productividad y la racional

utilización de los recursos. Tiene entre sus responsabilidades definir la política comercial del país y el seguimiento e impulso a la integración económica centroamericana.

Tiene bajo su mando a la Dirección de Energía Eléctrica y al Fondo de Inversión Social para el Desarrollo Local; además, encabeza el Consejo Nacional de Energía.

Igualmente contribuye al desarrollo de la competencia y competitividad de actividades productivas tanto para el mercado interno como para el externo.

### **Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET)**

Es una institución autónoma de servicio público sin fines de lucro. Dicha autonomía comprende los aspectos administrativo y financiero y es la entidad competente para aplicar las normas contenidas en tratados internacionales sobre electricidad y telecomunicaciones vigentes en El Salvador y en las leyes que rigen los sectores de electricidad y telecomunicaciones y sus reglamentos, además de conocer del incumplimiento de las mismas.

### **Unidad de Transacciones (UT)**

Entre sus funciones está administrar con transparencia y eficiencia el mercado mayorista de energía eléctrica y operar el sistema de transmisión, manteniendo la seguridad y la calidad y brindando a los operadores del mercado respuestas satisfactorias para el desarrollo de sus actividades. De igual manera, coordina con el Ente Operador Regional (EOR), las transacciones de energía que realiza El Salvador con otros países a nivel centroamericano e internacional. Finalmente, determina responsabilidades en caso de fallas en los sistemas.

### **Ministerio de Medio Ambiente y Recursos Naturales (MARN)**

Entre sus funciones está formular, planificar y ejecutar las políticas de medio ambiente y recursos naturales; ejerce la dirección, control, fiscalización, promoción y desarrollo en materia de medio ambiente y recursos naturales; propone la legislación sobre conservación y uso racional de los recursos naturales, para obtener un desarrollo sostenido de los mismos y vela por su cumplimiento, al tiempo que promueve la participación activa de todos los sectores de la vida nacional en el uso sostenible de los recursos naturales y del ambiente, entre otras.

### **Mercado de Contratos (MC)**

Este mercado hace referencia a la venta de energía donde los agentes involucrados establecen las características del acuerdo de forma privada sin informar condiciones financieras a la UT.

### **Mercado Regulador del Sistema (MRS)**

Es el “mercado spot” de energía eléctrica. Sirve para realizar el balance de corto plazo para lograr cubrir la demanda total del mercado mayorista y permite establecer equilibrio entre la oferta y la demanda.

## **Consejo Nacional de Energía (CNE)**

Es una entidad gubernamental encargada de velar por la formulación de la política energética en el país.

Elabora, propone, coordina y ejecuta las políticas, programas, proyectos y acciones que permiten un eficiente funcionamiento del sector, teniendo en cuenta las actividades de generación, transporte y distribución, que deben reflejarse en bienestar para la sociedad. Además, analiza la problemática energética actual y propone medidas de corto, mediano y largo plazo, tendientes al uso eficiente de la energía, propone a los órganos del gobierno y al sector privado las acciones necesarias para el logro de las medidas que se decida implementar, entre otras funciones. A partir del año 2010 realiza las funciones de la dirección de energía eléctrica del MINEC.

### **2.3.3.2 Mercado Eléctrico Regional (MER)**

#### **Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE)**

Es el ente regulador del MER creado por el tratado marco, suscrito por los países del istmo centroamericano, con personalidad jurídica propia y capacidad de derecho público internacional.

La CRIE garantiza condiciones de competencia y no discriminación, propicia el desarrollo del mercado tanto en su funcionamiento inicial como en su evolución y resuelve situaciones sobre las autorizaciones para integrarse al mercado o para compra y venta de energía; así mismo, aprueba las tarifas por el uso del sistema de transmisión, entre otras funciones que buscan establecer las medidas necesarias para el buen funcionamiento del mercado.

#### **Ente Operador Regional (EOR)**

El EOR propone a la CRIE los procedimientos de operación del mercado y del uso de la Red de Transmisión Regional (RTR). Igualmente, asegura que la operación y el despacho regional de energía sea realizado con criterio económico, procurando alcanzar niveles adecuados de seguridad, calidad y confiabilidad; lleva a cabo la gestión comercial de las transacciones entre agentes del mercado, apoya mediante el suministro de información los procesos de evolución del mercado y formula el plan indicativo de expansión de la generación y transmisión regional.

### **2.3.4 Régimen tarifario**

La tarifa al usuario final está integrada por el cargo de comercialización, el cargo de distribución y el cargo de energía.

El cargo de comercialización y el cargo de distribución son aprobados para períodos tarifarios de cinco años, durante los cuales son indexados anualmente con el comportamiento de la variación del índice de precios al consumidor (IPC). El cargo de distribución se indexa anualmente con el 50% del IPC mientras que el cargo de comercialización es con el 100% del IPC. El cargo de la energía se ajusta automáticamente, de conformidad con la normativa, cada tres meses, con el

comportamiento del costo de abastecimiento de la energía de la distribuidora durante los tres meses anteriores. Dicho costo tiene en cuenta los costos de compra de energía de los contratos de largo plazo transferibles a tarifa suscritos por las distribuidoras y sus compras al mercado spot.

Las reformas al reglamento de la Ley General de Electricidad establecen los siguientes aspectos:

- Las distribuidoras deberán tener cubierto un porcentaje mínimo de contratación de largo plazo de 70% a más tardar el 1 de febrero de 2013, con contratos de duración menor o igual a cinco años.
- Las distribuidoras deberán tener cubierto un porcentaje mínimo de contratación de largo plazo de 80% a más tardar el 1 de julio de 2017:
  - No más de un 50% en contratos de menos de cinco años.
  - Al menos un 30% en contratos de más de cinco años.

En situaciones de caso fortuito o de fuerza mayor, o bien, cuando alguna circunstancia debidamente justificada lo exija, la SIGET, previa consulta al CNE, podrá determinar mediante acuerdo la ampliación de los plazos antes indicados, por una sola vez y por un plazo no superior a un año calendario.

### **2.3.5 Régimen de subvenciones y contribuciones**

Para los usuarios residenciales con un consumo de hasta 99 kWh por mes, se subsidia el 89.5% del diferencial de la tarifa plena con respecto a los precios máximos establecidos en noviembre de 1999, los cuales son los siguientes:

- Consumo mensual desde 1 kWh hasta 50 kWh: USD 0.0635 por kWh
- Consumo mensual desde 50 kWh hasta 99 kWh: USD 0.0671 por kWh

De acuerdo con la información proporcionada por las empresas distribuidoras, a diciembre de 2012 se subsidió un total de 1,057,301 clientes, que representan el 66.9% de los clientes conectados a la red de distribución y que corresponden a los usuarios que consumen hasta 99 kWh. En términos de consumo de energía, estos usuarios subsidiados demandaron durante el año 2012 un volumen de 631,919.4 MWh, el equivalente al 12.9% de la demanda de energía a nivel de distribución.

### **2.3.6 Normatividad específica**

- Ley de creación de la Superintendencia de Electricidad y Telecomunicaciones.
- Reglamento de ley de creación de la Superintendencia de Electricidad y Telecomunicaciones.
- Ley General de Electricidad.

- Reglamento de la Ley General de Electricidad.
- Normas para la determinación de los cargos de distribución y comercialización.
- Normas de calidad del servicio de los sistemas de distribución: tienen por objeto regular los índices e indicadores de referencia de calidad con que las empresas distribuidoras de energía eléctrica suministran los servicios de energía eléctrica a los usuarios de la red de distribución.
- Reglamento de operación del sistema de transmisión y del mercado mayorista: normas y procedimientos para la operación del sistema de transmisión y para la administración de las transacciones del mercado mayorista de energía eléctrica en El Salvador.
- Reglamento de operación del sistema de transmisión y del mercado mayorista basado en costos de producción: contiene las normas y procedimientos para la operación del sistema de transmisión y para la administración de las transacciones del mercado mayorista de energía eléctrica de El Salvador.
- Reglamento aplicable a las actividades de comercialización: tiene por objeto desarrollar las normas tendientes a promover la competencia en materia de comercialización de energía eléctrica.

## **2.4 Normatividad para Panamá**

### **2.4.1 Aspectos generales**

El sector eléctrico en Panamá está dividido en tres áreas de actividades: generación, transmisión y distribución. Panamá tiene establecida una estructura reglamentaria para la industria eléctrica, la cual está basada en la legislación aprobada entre 1996 y 1998. Este marco crea un regulador independiente, la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos – ASEP-, y crea también un proceso de fijación de tarifas transparente para la venta de energía a clientes regulados.

### **2.4.2 Marco regulatorio**

De acuerdo con la Ley Eléctrica, las tarifas de electricidad tienen una vigencia de 4 años (Artículo 95) y durante este período pueden ser actualizadas con base en las variaciones en el índice de precios al consumidor y para reflejar el costo real de las compras de energía. Para ello, el regulador debe definir el régimen tarifario (Artículo 91) que a su vez debe contener los procedimientos de cálculo, actualización y aplicación de las tarifas eléctricas. El régimen tarifario debe seguir los siguientes criterios en orden de importancia: i) suficiencia financiera, ii) eficiencia económica, iii) equidad, iv) simplicidad y v) transparencia.

Según el Artículo 98 de la Ley 6, el Valor Agregado de Distribución (VAD) está constituido por los costos que tendría una empresa de distribución eficiente para prestar el servicio de distribución en su zona de concesión, a saber: costos de administración, operación y mantenimiento del sistema de distribución, excluyendo los costos de medición, facturación y atención a los clientes; el costo de las pérdidas estándar en las redes de distribución, el costo de depreciación de sus bienes y el costo correspondiente a la oportunidad que debe

tener el concesionario de obtener una tasa razonable de rentabilidad sobre sus inversiones.

El regulador establecerá un máximo de seis áreas de distribución, representativas de los mercados atendidos en cada zona de concesión y luego calculará el valor agregado de distribución para cada área representativa, bajo el supuesto de eficiencia en la gestión de la empresa de distribución. El supuesto de eficiencia tendrá como base el desempeño reciente de empresas reales similares, nacionales o extranjeras.

Para fijar la tasa de rentabilidad razonable, el regulador tomará en cuenta la eficiencia del distribuidor, la calidad de su servicio, su programa de inversiones para el período de vigencia de las fórmulas tarifarias y cualquier otro factor que considere relevante. Sin embargo, la tasa que el ente regulador defina no podrá diferir en más de dos puntos de la tasa resultante de sumar la tasa de interés anual efectiva, promedio de los doce meses anteriores a la fecha en que se fija la fórmula tarifaria, de los bonos de treinta años del tesoro de los Estados Unidos de América, más una prima de ocho puntos por concepto del riesgo del negocio de distribución eléctrica en el país.

#### **2.4.2.1 Régimen regulatorio**

- Ley 6 de 3 de febrero de 1997. Dicta el marco regulatorio e institucional para la prestación del servicio público de electricidad. Establece el régimen al que se sujetarán las actividades de distribución, generación, transmisión y comercialización de energía eléctrica.
- Decreto Ley 10 del 26 de febrero de 1998. Modifica la Ley 6 de 1997, en lo relativo a las funciones del regulador, las modalidades de las empresas para participar en el sector eléctrico, las restricciones en distribución y generación, la actualización de las tarifas y el costo reconocido por compras en bloque.
- Decreto Ejecutivo 22 del 19 de junio de 1998. Reglamentó la Ley 6 de 1997.
- Ley 57 de 13 de octubre de 2009. Se efectúan varias modificaciones a la Ley 6 de 1997, entre las cuales figuran: la obligación de las empresas generadoras a participar en los procesos de compra de energía o potencia, la obligatoriedad a la empresa de Transmisión Eléctrica S. A. (ETESA) de comprar energía en representación de las distribuidoras y el aumento en las multas que puede imponer el regulador hasta \$20 millones de balboas, al tiempo que establece el derecho de los clientes de abstenerse de pagar por la porción que reclamen, y se le otorga un plazo de 30 días para reclamar ante el regulador en caso de no estar satisfechos con la respuesta dada por la distribuidora.
- Ley 51 de 29 de septiembre de 2010, mediante la cual se crea la autoridad de aseo urbano y domiciliario y se modifican ciertos artículos de la Ley 6 de 1997, a fin de hacer obligatorio el cobro de la tasa de aseo a través de las facturas de electricidad.
- Ley 65 del 26 de octubre de 2010. A través de esta Ley se adicionan dos artículos, el 140-A y el 140-B, a la Ley 6 de 1997, a través de los cuales se establece que si el Estado requiere la remoción o reubicación de infraestructura eléctrica, las empresas deberán proceder con la solicitud dentro del plazo que se establezca en la

reglamentación de dicho artículo. Por su parte, el artículo 140-B indica que si la empresa no cumple con la reubicación en el plazo estipulado, se podrá remover libremente la infraestructura a costo de la empresa.

- Ley 58 de 30 de mayo de 2011. Se modifican los artículos relativos a electrificación rural, entre los cuales podemos mencionar la modificación del cálculo del subsidio que debe pagar la Oficina de Electrificación Rural (OER) a las distribuidoras por un período de 4 años (antes se pagaba a 20 años) y la creación de un fondo de electrificación rural por 4 años que estará conformado por los aportes de los agentes del mercado que vendan energía eléctrica, el cual no excederá del 1% de su utilidad neta antes de impuestos.
- Ley 68 de 1 de septiembre de 2011. A través de esta Ley se establece la obligación de las distribuidoras de contestar los reclamos en 15 días calendario. De igual forma se establece, como una función de la ASEP, elaborar y aprobar una tabla de indemnizaciones aplicable a casos de daños ocasionados a los clientes. También se establece a la ASEP un plazo de 30 días calendario para resolver los reclamos de los clientes y de 15 días para resolver los recursos de reconsideración y apelación. Por otro lado, se agrega un párrafo al Artículo 95 de la Ley 6 sobre electrificación rural, que define “área no concesionada” como la distancia que exceda de un kilómetro, en línea recta, desde el último poste del área de concesión.
- Decreto Ejecutivo 247 y 297 de 2012. Reglamentó la Ley 65 del 26 de octubre de 2010, estableciendo plazos y mecanismos para la reubicación de utilidades públicas.
- Ley 15 de 26 de abril de 2012. Establece una tasa para cubrir los costos de soterramiento del cableado e infraestructura de los servicios de telecomunicaciones y de televisión pagada, siendo las empresas de distribución de la zona a soterrar como parte del plan establecido, las unidades gestoras de la tramitación de las ofertas y/o pliegos de cargos y la conducción de las convocatorias de los actos relacionados para la contratación de las personas que realizarán la ejecución del plan de soterramiento en las áreas que se incluyan.

#### **2.4.2.2 Regulación del sector de distribución**

La distribución es la actividad que tiene por objeto el transporte de energía eléctrica y la transformación de tensión vinculada, desde el punto de entrega de la energía por la red de transmisión hasta el punto de suministro al cliente. Según la Ley 6, la actividad de distribución comprende la comercialización de energía a los clientes, que no es más que la venta a clientes finales, incluyendo la medición, lectura, facturación y cobro de la energía entregada. A la empresa distribuidora se le limita la participación en otras sociedades o actividades, excepto en generación propia con las limitaciones establecidas en la Ley.

Las características generales de la actividad de distribución están comprendidas en la Ley 6 de febrero de 1997, el Decreto Ejecutivo 22 que reglamenta la Ley 6 y los contratos de concesión de distribución. Las características más relevantes se resumen a continuación:

- Las concesiones de distribución son otorgadas por la ASEP con un plazo de 15 años. Antes de vencerse este término la ASEP convocará a un proceso competitivo de libre competencia para la venta del paquete del 51% de las acciones, en el cual podrá

participar el titular actual, quien fijará el precio de las acciones. Si se presentan ofertas menores o iguales al precio fijado por el titular, este conservará la propiedad del bloque accionario. Por el contrario, si hubiere un precio mayor, el bloque de acciones será adjudicado al mejor oferente y la ASEP entregará el importe por la venta a quien sea el titular hasta ese momento. En cualquiera de los dos casos se otorgará una nueva concesión por otros 15 años.

- Existe exclusividad zonal durante la duración de la concesión con garantía del Estado.
- El distribuidor tiene la obligación de prestar el servicio (expandir líneas) a todo usuario que lo requiera, ubicado dentro de una franja de 100 metros en torno a las instalaciones del distribuidor.
- Más allá de los 100 metros referidos, el distribuidor también estará obligado a conectar a todo el que lo solicite pero podrá exigir, además del pago en concepto de conexión que el pliego tarifario contenga, una contribución para la inversión necesaria para la conexión.
- En el contrato de concesión se establece una zona de concesión de entre 500 y 3,000 metros de la red de distribución y una zona de influencia de entre 5,000 y 10,000 metros. En el periodo de concesión actual, ENSA ha definido su zona de concesión hasta los 500 metros y su zona de influencia hasta los 3,000 metros. En la zona de influencia el operador tendrá la primera opción de brindar el servicio de distribución.
- Los adjudicatarios del servicio de distribución están obligados a permitir la utilización de sus sistemas de distribución a terceros, mediante el pago de peajes.
- Un distribuidor puede desarrollar la actividad de generación dentro del 15% de su demanda y siempre que permita diferenciar las operaciones por tipo de actividad.
- Al final de cada período tarifario, ASEP revisa, para cada empresa distribuidora, el IMP (ingreso máximo permitido) aprobado con respecto a los ingresos reales percibidos a fin de determinar si las variaciones se encuentran dentro de un margen razonable. Para esta revisión no se considerarán las variaciones en las ventas, en la cantidad o tipo de clientes o en los costos de insumos, o mano de obra, en forma diferente a lo reflejado por el IPC de la Contraloría General de la República.
- El período tarifario es de 4 años. El actual comprende el período entre el 1 julio de 2010 y el 30 de septiembre 2014.

### 2.4.3 Régimen de subvenciones y contribuciones

En Panamá se tienen considerados varios tipos de subsidios, los principales son:

- **Subsidios jubilados, actividades agropecuarias y partidos políticos:** el consumo de los primeros 600 kWh de los jubilados (hombres de 62 años de edad o mayores y mujeres de 57 años o mayores) tienen derecho a un descuento de 25%. La diferencia entre el consumo y dicha cantidad paga la tarifa completa. Descuentos de 5% y 50% también son aplicables al consumo en actividades agrícolas y a las oficinas provinciales de los partidos políticos respectivamente. Los descuentos a jubilados, actividades

agrícolas y partidos políticos son subsidios cruzados que se incluyen en el resto del consumo de clientes en la revisión tarifaria de cada cuatro años.

- **Subsidios por consumo básico (Ley 15):** los clientes con niveles de consumo por debajo de 100 kWh al mes tienen un descuento hasta de 20% en sus cuentas. Los fondos para este descuento provienen de un cargo a los clientes con consumo superior a 500kWh al mes de hasta 0.6% del valor de su factura. Aproximadamente 70,000 clientes reciben este beneficio.
- **Fondo de Estabilización Tarifaria:** desde el año 2004 el Gobierno aprobó un subsidio directo para los clientes residenciales con un consumo menor a 500 kWh al mes. En la factura de cada cliente aparece un descuento que hace que estos clientes no perciban aumento en la tarifa. Los fondos para este subsidio provienen del Gobierno. Al final de cada semestre se hace un balance para verificar que los fondos recibidos coincidan con los subsidios aplicados. El Gobierno ha anunciado un proceso de reducción progresivo del rango de subsidio para llegar sólo hasta los clientes con consumo menor a 300 kWh. Actualmente solo se aplica a clientes con un consumo menor a los 450 kwh al mes

En caso de que la ASEP solicite la aplicación de una tarifa inferior a la que corresponde según el régimen tarifario, este fondo es utilizado para cubrir la diferencia entre los ingresos con la tarifa aplicada y los ingresos con la tarifa que se debió aplicar.

#### **2.4.4 Entidades regulatorias**

##### **La Secretaría de Energía**

Su misión es formular, proponer e impulsar la política nacional de energía con la finalidad de garantizar la seguridad del suministro, el uso racional y eficiente de los recursos y la energía de manera sostenible, según el Plan de Desarrollo Nacional. Actualmente está gestionando ante la Empresa de Transmisión Eléctrica (ETESA), la conformación de una matriz energética con mayor y más variados recursos renovables y limpios (eólico, gas, entre otros.)

##### **La Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP)**

Establecido de acuerdo con la ley del ente regulador de los servicios públicos de 1996. Es una entidad autónoma del Gobierno con responsabilidad de regular, controlar y fiscalizar la prestación de los servicios de agua y alcantarillado sanitario, telecomunicaciones, radio y televisión, electricidad y gas natural.

El 22 de febrero de 2006, por Decreto Ley 10, el Ente Regulador de los Servicios Públicos (ERSP) fue reestructurado y cambió de nombre, por lo cual desde abril de 2006 es conocido como la ASEP, con las mismas responsabilidades y funciones que tuvo el ente regulador pero con un administrador general y un director ejecutivo, cada uno designado por el Presidente de la República de Panamá y ratificado por la Asamblea Nacional. Igualmente, cuenta con tres directores nacionales bajo la autoridad del administrador general, uno para el sector de electricidad y agua, uno para el sector de telecomunicaciones y uno para el sector de atención al usuario. Los directores nacionales son responsables de emitir resoluciones relacionadas con sus respectivas industrias y las

apelaciones a las mismas son resueltas por el administrador general como etapa final del proceso administrativo.

Las responsabilidades de la ASEP incluyen:

- Asegurar el cumplimiento de las leyes y reglamentaciones sectoriales y aplicar sanciones por incumplimientos.
- Otorgar concesiones y licencias.
- Monitorear las normas de calidad del servicio.
- Verificar el cumplimiento de las metas de expansión, mejoras al sistema, y la reglamentación, de acuerdo con los términos de las concesiones o licencias específicas.
- Promover la competencia e investigar las prácticas monopolísticas y anticompetitivas.
- Determinar el criterio de eficiencia para evaluar el rendimiento de las compañías reguladas.
- Establecer los principios y metodología para definir las tarifas.
- Determinar la información a ser suministrada por los proveedores de servicio público.
- Arbitrar conflictos entre operadores, agencias gubernamentales, municipalidades y consumidores.
- Autorizar la expropiación de tierras y derechos de servidumbre para la expansión del servicio.

Los costos de operación de la ASEP son cubiertos con varias fuentes, incluyendo una tasa de control y vigilancia que se cobra a todos los participantes del sector eléctrico. Esta tasa no puede exceder el 1% de los ingresos brutos que se generan en el sector durante el año anterior y la misma no puede ser transferida a los consumidores. El cobro de esta tasa se hace de forma mensual y cada empresa paga el porcentaje definido por la ASEP sobre los ingresos de clientes regulados y no regulados, menos los montos pagados por la compañía a otros proveedores de servicios para cubrir costos de energía y transmisión. En el año 2012 este porcentaje fue fijado en 0.73% (2011 – 0.59%) y para el 2013 es de 0.78%.

### **La Unidad de Planificación de la Empresa de Transmisión Eléctrica (ETESA)**

Elabora los planes de expansión de referencia. Proyecta los requerimientos globales de energía y las formas para satisfacer tales requerimientos, incluyendo el desarrollo de fuentes alternativas y estableciendo programas para conservar y optimizar el uso de la energía. Las compañías de servicio público están llamadas a preparar y presentar sus planes de expansión a ETESA.

## **El Centro Nacional de Despacho (CND)**

Es operado por ETESA. Planifica, supervisa y controla la operación integrada del Sistema Interconectado Nacional. Recibe las ofertas de los generadores que participan en el mercado de venta de energía (spot), determina los precios spot de energía, administra la red de transmisión y provee los valores de liquidación entre suplidores y productores y consumidores, entre otros.

## **La Oficina de Electrificación Rural (OER)**

Es la responsable de promover la electrificación en áreas rurales no servidas, no rentables y no concesionadas.

### **2.4.5 Restricciones**

De acuerdo con la ley las empresas en cada actividad tienen las siguientes restricciones:

#### **Distribución:**

- Participar, directa o indirectamente en el control de plantas de generación, cuando la capacidad agregada equivalente exceda el 15% de la demanda atendida en su zona de concesión.
- Solicitar nuevas concesiones, si al hacerlo atiende directa o indirectamente, a través del control accionario de otras empresas de distribución u otros medios, más del 50% del número de clientes totales en el mercado nacional. La Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP) puede autorizar que se exceda este porcentaje cuando a su juicio sea necesario para expandir la zona de concesión o la expansión del sistema eléctrico del país.

#### **Generación:**

- Participar directa o indirectamente en el control de empresas de distribución.
- Solicitar nuevas concesiones si, al hacerlo, atienden directa o indirectamente, a través de otras empresas de generación u otros medios, más del 25% del consumo de electricidad del mercado nacional. El Órgano Ejecutivo, previa opinión de la ASEP, podrá aumentar el porcentaje señalado cuando considere que las condiciones de competencia en el mercado eléctrico lo justifiquen.

#### **Transmisión:**

- Controlado 100% por el Estado.

### **Nota 3 Revisoría fiscal**

EPM no contempla en su acta de constitución ni en sus estatutos la obligación de tener revisor fiscal. Como empresa de servicios públicos que tiene el carácter de industrial y

comercial del Estado, no se encuentra enmarcada dentro de las obligadas por el Código de Comercio a tener revisoría fiscal.

Como empresa prestadora de servicios públicos domiciliarios, 100% de propiedad del Municipio de Medellín, EPM está sujeta al control fiscal de acuerdo con la Ley 42 de 1993 y este lo ejerce la Contraloría General de Medellín.

#### **Nota 4 Auditoría externa**

EPM, dentro de su plan de actividades de gobierno corporativo, establece la obligatoriedad de un auditor externo y la responsabilidad del Gerente General en el manejo de la información financiera.

Para el período 2012 y 2011, la firma PricewaterhouseCoopers Ltda. realizó la auditoría externa financiera a los estados financieros individuales de Empresas Públicas de Medellín E.S.P., a los estados financieros consolidados del Grupo Empresarial EPM y a los informes financieros de los proyectos que deben ser presentados al Banco Interamericano de Desarrollo (BID).

A partir del mes de mayo de 2013, la firma Deloitte es la encargada de la auditoría externa.

#### **Nota 5 Prácticas contables**

Las compañías colombianas del Grupo EPM cumplen con el Régimen de Contabilidad Pública (RCP) para la preparación y presentación de los estados financieros, considerando que es el medio de normalización y regulación contable pública establecido por la Contaduría General de la Nación (CGN), ente público de la República de Colombia. El RCP está armonizado con normas y prácticas de aceptación a nivel internacional para el sector público.

Las normas locales contienen elementos internacionales aplicables al contexto local y estratégicos para la interacción del sector público en un entorno globalizado.

Las normas vigentes de la CGN que rigen en materia contable son:

- Resolución 354 de 2007: adoptó el RCP, estableció su conformación y definió el ámbito de aplicación.
- Resolución 355 de 2007: adoptó el Plan General de Contabilidad Pública (PGCP) que contiene la regulación contable pública de tipo general y los fundamentos para reconocer y revelar las transacciones, hechos y operaciones realizadas.
- Resolución 356 de 2007: adoptó el manual de procedimientos del régimen de contabilidad pública integrado por el catálogo general de cuentas, los procedimientos contables y los instructivos contables.

- Resolución 357 de 2008: establece el procedimiento de control interno contable y el Informe anual de evaluación de control interno que se debe enviar a la CGN.

Las filiales internacionales homologan sus prácticas locales a las normas contables establecidas por la CGN, al momento de reportar información para la consolidación de estados financieros del Grupo EPM.

De acuerdo con la normatividad vigente, EPM adopta las prácticas contables que se detallan a continuación:

- a) **Moneda funcional:** la moneda funcional de Colombia es el peso colombiano. En consecuencia, las operaciones que realiza EPM en otras divisas se consideran nominadas en "moneda diferente del peso" y se registran según los tipos de cambio vigentes en las fechas de las operaciones. La economía de Colombia no es hiperinflacionaria.

Durante el período, las diferencias entre el tipo de cambio histórico contabilizado y el vigente a la fecha de cobro o de pago se registran como ganancia o pérdida por diferencia en cambio y se presentan en el "resultado financiero neto" en el estado de resultados. Se exceptúan de esta práctica las inversiones en el exterior en compañías controladas, las cuales se registran en el patrimonio.

- b) **Estimaciones y juicios contables:** en la preparación de los estados financieros se utilizan estimaciones para cuantificar algunos de los activos, pasivos, ingresos, gastos y compromisos que se registran en la contabilidad. Básicamente las estimaciones se refieren a:

- La valoración de los activos para determinar la existencia de pérdidas por deterioro de los mismos.
- La vida útil de las propiedades, planta y equipo e intangibles.
- Las hipótesis empleadas para el cálculo del valor razonable de las propiedades, planta y equipo.
- Los servicios públicos prestados a clientes, correspondientes a algunos ciclos de facturación con consumos de diciembre, pero cuyas facturas se emiten en enero y febrero del año siguiente. Los registros se hacen en forma global y a las tarifas respectivas del ingreso específico en consideración a que ya surgió el derecho a ellos.
- Algunas variables, particularmente costos del sector eléctrico.
- Las hipótesis empleadas en el cálculo actuarial del pasivo de pensiones de jubilación.
- El monto de los pasivos asociados con posibles contingencias, lo cual da lugar a reconocer provisiones.

- La determinación del valor razonable en las inversiones que no tienen una cotización en el mercado público de valores.

Estas estimaciones se realizan en función de proveer una información razonable, que refleje la realidad económica de la empresa a la fecha de corte. El resultado final de las operaciones a las que se refieren dichas estimaciones puede ser diferente de los valores definitivos y originar modificaciones futuras de acuerdo con su ocurrencia.

- c) **Concepto de materialidad:** el reconocimiento y revelación de los hechos económicos se hace de acuerdo con su importancia relativa. Un hecho económico es material cuando por su naturaleza o cuantía, su conocimiento o desconocimiento, teniendo en cuenta las circunstancias, puede alterar significativamente las decisiones económicas de los usuarios de la información. Al preparar los estados financieros la importancia relativa para propósitos de revelación se determinó sobre una base del 5% aplicada a cada grupo de cuentas.
- d) **Clasificación de activos y pasivos:** los activos y pasivos se clasifican según el uso al cual se destinan o según su grado de realización, exigibilidad o liquidación en términos de tiempos y valores. Se consideran activos y pasivos corrientes los valores realizables o exigibles en un plazo no mayor a un año.
- e) **Efectivo y equivalentes de efectivo:** se considera como efectivo o equivalentes de efectivo el dinero en caja y bancos y las inversiones para administración de liquidez. Para los recursos destinados con fines específicos, se revelan los programas que motivaron su creación.
- f) **Inversiones para administración de liquidez:** corresponden a las inversiones que se realizan para optimizar los excedentes de liquidez, es decir, todos aquellos recursos que de manera inmediata no se destinan al desarrollo de las actividades que constituyen el objeto social de la Empresa. La inversión de los excedentes de liquidez se hace bajo los criterios de transparencia, seguridad, liquidez y rentabilidad, en término de las directrices de un adecuado control y en condiciones de mercado sin ánimo especulativo de acuerdo con el Decreto de Gerencia General 1651 de 2007.

Considerando lo estipulado en el Decreto 1525 de 2008 del Ministerio de Hacienda y Crédito Público, modificado por los decretos 2805 y 4471 de 2009, 4686 de 2010 y 1468 de 2012, las inversiones transitorias en EPM pueden constituirse en títulos de tesorería (TES), Clase B, tasa fija o indexados a la UVR, y en certificados de depósitos a término (CDT), en cuenta corriente, de ahorros o a término en establecimientos bancarios vigilados por la Superintendencia Financiera de Colombia o en entidades con regímenes especiales, contempladas en la parte décima del estatuto orgánico del sistema financiero y en carteras colectivas del mercado monetario o abierto, sin pacto de permanencia, en entidades con la segunda mejor calificación vigente en fortaleza o calidad en la administración de portafolio y que cumplan con el régimen de inversión previsto para EPM.

Los establecimientos bancarios sujetos de inversión de excedentes deben tener calificación vigente correspondiente a la máxima categoría para el corto plazo, de acuerdo con las escalas usadas actualmente por las sociedades calificadoras de Valores BRC Investor Services S.A. (BRC1+), Value and Risk Rating S.A (VrR1+) y Fitch

Ratings (F1+), y contar como mínimo con la tercera mejor calificación vigente para el largo plazo (AA) utilizada por las respectivas sociedades.

Los excedentes en moneda extranjera pueden invertirse en gobiernos o instituciones financieras internacionales con calificación mínima de A+ para el largo plazo y A-1+ para el corto plazo, lo mismo que en sucursales en el exterior de establecimientos bancarios vigilados por la Superintendencia Financiera de Colombia, que cuenten con la máxima calificación vigente para largo y corto plazo según la escala utilizada por las sociedades calificadoras de riesgo que califiquen la deuda externa de la Nación.

El portafolio de inversiones de liquidez se valora diariamente a precios de mercado, de acuerdo con lo dispuesto por la normatividad vigente. Los precios y las tasas de referencia que se utilizan para las diferentes categorías de valores son: para moneda local los publicados por la Bolsa de Valores de Colombia en su página de Información para valoración (Infoval), y para moneda extranjera los publicados en Bloomberg.

La compra de inversiones, administración de liquidez renta fija, se registra al costo de compra, que es el mismo valor razonable. Los costos de estas transacciones se reconocen como gastos cuando se incurre en ellos. Con posterioridad a su reconocimiento inicial, se valoran a valor razonable tomando en consideración el valor de mercado establecido en la bolsa de valores donde tal título se cotice. Las diferencias que surgen entre cada valoración aumentan o disminuyen su costo, con cargo o abono a las cuentas de resultados de ingresos o egresos financieros, según el caso.

- g) **Inversiones patrimoniales:** en entidades no controladas, comprenden los títulos participativos clasificados como de baja o mínima bursatilidad o sin ninguna cotización, los cuales no le permiten a EPM controlar, compartir el control o ejercer influencia importante sobre el ente emisor. Estas inversiones tienen la característica de no estar disponibles para la venta. Se actualizan por el método del costo trimestralmente, con base en el valor de realización de la inversión en la entidad. Si el valor intrínseco es superior al costo ajustado, la diferencia se reconoce como valorización, afectando el patrimonio como superávit. Si el valor intrínseco es inferior al costo ajustado, se disminuye la valorización constituida hasta agotarla, y más allá de ese valor se reconocen provisiones con cargo a los resultados del ejercicio como otros gastos no operacionales.
- h) **Deudores:** constituye el valor de los derechos a favor de EPM originados en la prestación de los servicios públicos. Dentro de este rubro están: servicio de energía, servicio de acueducto, saneamiento básico, gas combustible y sus respectivos subsidios. También incluye otros conceptos como vinculados económicos, avances y anticipos para contratistas y proveedores de bienes y servicios, venta de bienes, préstamos a empleados, financiaciones para la conversión a gas y para gasodomésticos, prestación de otros servicios informáticos, asistencia técnica y arrendamientos, entre otros.

Para su reconocimiento deberá cumplirse una de las siguientes condiciones:

- Que el servicio o bien se haya entregado a satisfacción.
- Que exista un derecho sobre el cual se pueda exigir legalmente la transferencia de dinero o su compensación en especie.

- La existencia de un documento de cobro, convenio, fallo judicial u otro documento legalmente constituido que soporte el derecho.

**Deudores de difícil cobro:** se consideran deudas de difícil cobro las que tienen más de seis meses de vencidas o cuando se envían a cobro jurídico, evento que origina la reclasificación del monto respectivo de cuentas por cobrar corrientes a cuentas de difícil cobro. De esta reclasificación se exceptúan los deudores que estén catalogados como entidades oficiales.

Para la protección de cartera se establece una provisión administrativa, con cargo a la cuenta de gastos de provisión para deudores. Esta es la forma de reconocer la disminución gradual de la cartera cuando se tiene el riesgo de no recuperar los dineros adeudados por los clientes de servicios públicos domiciliarios, de acuerdo con el análisis general o individual de las cuentas que integran el grupo de deudores servicios públicos.

Para el registro de la prestación de servicios públicos, se constituye provisión por cada servicio: servicio de energía, servicio de acueducto, servicio de saneamiento básico, servicio de gas combustible.

La Empresa deberá evaluar al final de cada mes el estado de la cartera y solicitar la provisión de la de difícil recuperación. Esta se podrá calcular de manera individual, caso en el cual se determinará la dificultad financiera del deudor para el pago de su obligación; o grupal, utilizando modelos de evaluación que permitan encontrar porcentajes de irrecuperabilidad. Actualmente se utiliza el modelo de cascada para la provisión contable.

El valor de la provisión para cubrir el riesgo de incobrabilidad de las cuentas por cobrar en las empresas prestadoras de servicios de telecomunicaciones, se determina en forma general de acuerdo con los siguientes rangos:

- Se consideran como deudas de difícil cobro para los servicios de voz, las que tienen más de 240 días de vencimiento y para los demás servicios las que tienen un vencimiento mayor a 120 días. Las sumas que finalmente son consideradas incobrables, se cargan a la provisión como castigos, cuando son debidamente autorizadas.
- Para los servicios de valor agregado se realiza la provisión de los saldos que se encuentren en el debido cobrar, así: el 90% para vencimientos entre los 120 y 360 días y para vencimientos mayores el 100%.
- Para los servicios de voz se realiza la provisión de los saldos que se encuentren en el debido cobrar, así: el 90% para vencimientos entre los 240 y 360 días y para vencimientos mayores el 100%.
- Para el servicio de larga distancia se provisiona el 100% de los deudores una vez supere los 120 días, o sea devuelta por los operadores y terceros.

Para los deudores individuales se aplica este mismo criterio, de acuerdo con los estudios particulares sobre la solvencia del deudor. La provisión se realiza cuando se

conozcan plenamente las dificultades para responder por estas deudas y para ello se determina si el cliente está en operación normal, está intervenido o en liquidación judicial, en restructuración económica (Ley 550 de 1999, antes del 27 de diciembre de 2006) o en régimen de insolvencia empresarial.

Cuando una empresa inicia un proceso de régimen de insolvencia empresarial, conforme a la Ley 1116 de 2006, o la interviene alguna entidad de vigilancia y control con fines de administración, se ajusta la provisión hasta el 50% de los deudores morosos.

Para las deudas de empresas declaradas en liquidación judicial o intervenidas con fines liquidatorios, se establece una provisión del 100% de los deudores morosos.

Cuando hay derechos cuya recuperación no es posible por la vía ejecutiva, jurisdicción coactiva o vía ordinaria, opera el castigo de saldos de deudores para reconocer la extinción de la cuenta por cobrar a favor de EPM.

El castigo de saldos de deudores no libera a EPM de la responsabilidad de continuar con las gestiones de cobro que sean conducentes. La práctica para el reconocimiento del castigo de deudores es un cargo a la cuenta de "Provisión deudores" y un abono a la cuenta por cobrar del cliente o a las cuentas de difícil cobro, según corresponda.

El valor de la cuenta por cobrar que se cancele contra la provisión se registra en cuentas de orden. Ante una eventual recuperación, se disminuye del saldo de la cuenta de orden y se registra un ingreso por recuperación

- i) **Inventarios:** se clasifican como inventarios los bienes adquiridos con la intención de venderlos o de consumirlos en el proceso de prestación de servicios públicos. Incluyen mercancías en existencia que no requieren transformación, como medidores de energía, gas y agua, bienes de proveeduría, materiales como repuestos y accesorios para la prestación de servicios y los bienes en tránsito y en poder de terceros.

Para su valoración se utiliza el método de promedio ponderado.

El consumo de materiales y repuestos se registra con abono a la cuenta de "Inventarios de materiales para la prestación de servicios", por el costo promedio, con cargo a la cuenta respectiva de gastos, costos o inversión.

Los conteos físicos de los inventarios se realizan en forma rotativa durante el año, con el fin de cubrir todos los artículos catalogados en los inventarios.

Los inventarios, independientemente de que por factores exógenos propios de la economía o por condiciones naturales inherentes a las condiciones del negocio roten lentamente, conservan su naturaleza de inventarios. Esta condición de baja rotación les imprime la característica de bien inmovilizado en las empresas del Grupo EPM; no obstante continúan como inventarios.

Con la finalidad de reflejar el valor del inventario de acuerdo con su realidad económica, en EPM los inventarios se actualizarán al valor de realización, siempre que este valor resulte menor que el valor en libros. En este caso se reconocerán provisiones

por la diferencia; en caso contrario, se recuperarán las provisiones cuando existan, sin exceder el valor constituido por este concepto. Para el caso de disminuciones físicas, tales como mermas, deterioro u obsolescencia se realizará la baja del inventario directamente contra el gasto.

- j) **Propiedades, planta y equipo:** representa los bienes tangibles adquiridos, construidos o en proceso de construcción, con la intención de emplearlos en forma permanente en las actividades operativas para la producción y prestación de los servicios, para arrendarlos o para usarlos como apoyo administrativo de la organización, que no están destinados para la venta en el curso normal de los negocios y cuya vida útil excede un año.

El valor histórico de estos activos incluye todas las erogaciones y cargos necesarios para ponerlos en condiciones de utilización. Se capitalizan como mayor valor del activo todas las erogaciones en que incurre la empresa para aumentar la vida útil del mismo, ampliar su capacidad productiva y eficiencia operativa, mejorar la calidad de los productos y servicios, o permitir una reducción significativa de los costos de operación. El Decreto 1678 del 22 de mayo de 2008 de la Gerencia General, fijó las políticas, lineamientos y reglas de negocio para la administración y gestión de los activos fijos y bienes de EPM.

Conforme a lo estipulado en la Resolución 356 de septiembre de 2007, emitida por la CGN, la compañías actualizan el valor de las propiedades, planta y equipo mediante avalúos técnicos con la aplicación de metodologías de reconocido valor técnico, los cuales considera entre otros criterios su vida útil, vida económica y vida remanente, la ubicación, estado, capacidad productiva, situación de mercado, grado de negociabilidad, obsolescencia y deterioro que sufren los bienes.

La actualización de las propiedades, planta y equipo se hace con una periodicidad de tres años a partir de la última actualización realizada y el registro queda en el período contable respectivo. No obstante, si con anterioridad al cumplimiento de este plazo el valor en libros de la propiedad, planta y equipo experimenta cambios significativos con respecto al costo de reposición, o al valor de realización, se hace una nueva actualización, registrando su efecto en el período contable respectivo.

Las vidas útiles de los activos fijos en EPM se definen teniendo en cuenta criterios técnicos, de acuerdo con las características propias del activo, considerando beneficios económicos futuros o el potencial de servicio del activo, y condiciones físicas y ambientales.

Así mismo, dicha estimación se determina, entre otros factores, en consideración al desgaste físico producido por el uso del activo y el desgaste funcional. El primero es producido por el uso de los activos y el deterioro ocasionado por motivos distintos a su uso como aquellos relacionados con el factor tiempo. Los factores funcionales se relacionan con la obsolescencia tecnológica y con la incapacidad del activo para operar con eficiencia. En caso de no contarse con criterios técnicos podrán tomarse como referencias las vidas útiles establecidas por la CGN.

## Vidas útiles generales por tipo de activo:

Tipo de activo	Vida útil en años
<b>Edificaciones</b>	
Presas, estaciones repetidoras	50
Edificios, casas, oficinas, almacenes, casetas, campamentos, parqueaderos, garajes, bodegas, instalaciones deportivas	50
Tanques de almacenamiento	20
<b>Plantas, ductos y túneles</b>	
Plantas de generación y de tratamiento	50
Plantas de conducción	47
Subestaciones y estaciones de regulación	25
Acueducto y canalización	30
Estaciones de bombeo	20
<b>Redes, líneas y cables</b>	
Redes de distribución y de aire	25
Redes de recolección de aguas	30
Líneas y cables de transmisión	40
<b>Maquinaria y equipo</b>	
Equipo de construcción, maquinaria industrial	7
Herramientas y accesorios	7
Equipo para estaciones de bombeo	7
Equipo de centros de control, maquinaria, equipo de dragado y equipo de aseo	5
<b>Equipo médico y científico</b>	
Equipo de investigación	5
Equipo de laboratorio, médico y científico	7
<b>Muebles, enseres y equipos de oficina</b>	7
<b>Equipos de comunicación y computación</b>	5
<b>Equipo de transporte, tracción y elevación</b>	5
<b>Equipos de comedor, cocina, despensa y hotelería</b>	7

Entre las clasificaciones se encuentran:

**Construcciones en curso:** representa todas las erogaciones incurridas por las compañías del Grupo EPM con el fin de mejorar o incrementar la capacidad operativa, disminuir costos de operación o aumentar la cobertura del servicio. Así mismo, para la expansión y sostenibilidad de la infraestructura para atender los servicios ofrecidos mediante la construcción, ampliación, modernización, rehabilitación o reposición de redes, plantas, y equipos, entre otros, hasta cuando estén en condiciones de ser utilizados en desarrollo de la operación.

El valor por el cual se reconocen las construcciones en curso está dado por la totalidad de las erogaciones indispensables que estén directamente asociadas con la adquisición o construcción del bien desde la fecha de inicio de la ejecución hasta la fecha en que el activo esté listo para su uso o funcionamiento.

Las comisiones, costos financieros, intereses y diferencia en cambio de los intereses originados en préstamos obtenidos para la financiación de obras en construcción, se capitalizan hasta el momento en que estén en condiciones de operación.

En el negocio de generación de energía se realizan inversiones, principalmente, para la construcción, rehabilitación o modernización de centrales de generación de energía, y para la repotenciación y reposición de equipos de las mismas.

Las inversiones en infraestructura destinadas a la expansión y reposición de redes de transmisión y distribución en diferentes niveles de tensión, están dirigidas a la construcción de redes de uso general, con el fin de cubrir las necesidades por crecimiento de la demanda de energía para atender las obras con miras a la confiabilidad del sistema. Adicionalmente, para atender los requerimientos regulatorios, el mejoramiento del nivel de calidad de servicio, el blindaje de las redes para disminuir conexiones fraudulentas y el cambio de elementos que presentan alto nivel de deterioro.

El negocio de distribución de gas realiza inversiones para abordar el mercado no residencial y su expansión.

El negocio de Aguas realiza inversiones destinadas a la modernización y reposición de las redes de acueducto y aguas residuales en los diferentes circuitos, la ampliación de conducciones y la adquisición de equipos para las plantas de potabilización y estaciones de bombeo.

**Bienes muebles en bodega:** corresponden a los bienes muebles adquiridos a cualquier título, que tienen la característica de permanentes porque se utilizarán en el futuro en actividades de producción o administración en EPM. Mientras conserven esta situación no son objeto de depreciación, según se estipula en el párrafo 171 del PGCP.

**Propiedad, planta y equipo no explotado:** incluyen activos que, por obsolescencia, no se requieren para la operación del negocio y aquellos que temporalmente se encuentran fuera de servicio, en proceso de rehabilitación o en espera de una decisión técnica para rehabilitar o dar de baja. Los activos bienes muebles que se dan de baja por obsolescencia o porque ya no son requeridos por la empresa, se llevan al almacén de aprovechamientos donde son ofrecidos mediante subastas públicas (por normatividad interna). Estos se dan de baja en el momento en que se reintegran, exceptuando vehículos que se retiran contablemente cuando se venden.

**Edificaciones:** representa el valor de las edificaciones y casas, oficinas, casetas, parqueaderos y garajes, bodegas, instalaciones deportivas y recreacionales, presas y tanques de almacenamiento, entre otros, adquiridos por la empresa para el desarrollo de sus funciones y la prestación de los servicios públicos.

**Plantas, ductos y túneles:** representa el valor de las plantas, ductos y túneles adquiridos por las compañías para la generación, transmisión y distribución de energía, distribución de gas, acueducto, saneamiento, plantas de telecomunicaciones, entre otros.

**Redes, líneas y cables:** representa el valor de las redes de distribución de energía y acueducto, recolección de aguas, redes de alimentación de gas y, líneas de

transmisión y distribución de energía, utilizadas para la transmisión y distribución de energía, distribución de gas, acueducto y saneamiento de aguas residuales.

**Depreciación:** se calcula sobre el costo histórico bajo el método de línea recta. Se utiliza como base la vida útil determinada según criterios técnicos tales como adiciones o mejoras, avances tecnológicos, políticas de mantenimiento y reparaciones, obsolescencia, exposición física de los bienes u otros factores.

La depreciación diferida refleja el valor obtenido por el exceso del gasto de depreciación fiscal sobre el contable, en razón a que la norma tributaria prevé la utilización de métodos de depreciación y vidas útiles diferentes a los utilizados contablemente, lo cual permite que fiscalmente un activo se deprecie de forma más acelerada.

- k) **Reserva financiera actuarial:** es el conjunto de activos que han sido destinados por la entidad contable pública en atención a las disposiciones legales vigentes o por iniciativa propia, para atender las obligaciones pensionales. Tales activos se registran en cuentas asociadas a patrimonios autónomos y los pagos de pensiones de jubilación y de bonos pensionales son cancelados con cargo a este.
- l) **Gastos pagados por anticipado:** son erogaciones que se pagan antes de recibir el bien o el servicio requerido. Se amortizan durante el período en que se reciben los servicios o se causen los costos o gastos. Los gastos pagados por anticipado se miden por su costo original, según lo establecido en los acuerdos contractuales o los precios fijados y acordados con los terceros. El impuesto a las ventas que no tenga el carácter de descontable es mayor valor del activo diferido y se reconoce en el momento en que se realice el pago o se cause la factura respectiva.

Para su reconocimiento deben analizarse las partidas a registrar, de forma que se tengan separados los conceptos que deben registrarse como activos, de aquellos que deben reconocerse como gastos en forma inmediata.

Su amortización se efectúa usando el método de línea recta, durante el período en que se estima se reciben los bienes y servicios o se causen los gastos y costos.

- m) **Cargos diferidos:** son las erogaciones por concepto del suministro de bienes o prestación de servicios recibidos que, con razonable certeza, generarán beneficios económicos en el futuro.

La amortización se reconoce durante los períodos en los cuales se espera percibir los beneficios de los costos y gastos incurridos, de acuerdo con los estudios de factibilidad para su recuperación, los períodos estimados de consumo de los bienes o servicios o la vigencia de los respectivos contratos.

Los saldos de activos diferidos deben ser evaluados a su valor neto de recuperación. Al final de cada año se debe determinar si los cargos diferidos generarán beneficios futuros; en caso contrario, se procederá a amortizar totalmente su valor.

- n) **Intangibles:** son aquellas erogaciones en las que se incurre para la adquisición o desarrollo de derechos, licencias y software, de los cuales se pueden obtener beneficios

económicos futuros. Se reconocerán en las cuentas de balance como derechos, software, licencias, entre otros, aquellos bienes que estén destinados a la ejecución de actividades primarias de la cadena de valor, sobre los cuales se espera obtener beneficios económicos futuros. Estos bienes se reconocen si son:

- Identificables: se puede establecer su valor.
- Controlables: se puede transferir o restringir su acceso.
- Generan beneficios económicos futuros o un potencial de servicios.
- Su medición monetaria es confiable.

Son intangibles:

**Crédito mercantil:** corresponde al monto adicional que se paga en la compra de acciones o cuotas partes de interés social, por encima de su valor patrimonial, como reconocimiento de atributos como el buen nombre, el personal idóneo, la reputación de crédito privilegiado o el control del ente económico. Este crédito se convierte en una mayor participación en el negocio.

Con el fin de reflejar la realidad económica de la operación y su asociación directa con los beneficios económicos que se espera tener de la inversión, el crédito mercantil debe ser amortizado con base en metodologías de reconocido valor técnico, durante el plazo en que, según el estudio técnico realizado para la adquisición, se espera recuperar la inversión. No obstante, el crédito mercantil con vida útil indefinida no es objeto de amortización.

Al cierre de cada período contable, las empresas del Grupo EPM evalúan el crédito mercantil con el fin de verificar si se mantienen las condiciones de generación de beneficios económicos futuros.

**Licencias y el software operativo:** sus pagos se cargan a la cuenta de intangibles respectiva con abono a la cuenta por pagar. El software y las licencias de carácter administrativo se reconocen como gasto.

Los derechos se amortizan de acuerdo con el tiempo pactado de goce; si es indefinido no se amortiza. El software se amortiza en la medida en que genere los beneficios que se esperaban y las licencias, por su parte, en el mismo período de la vida útil de los equipos a los cuales se asocian. El software y las licencias operativas se amortizan bajo el método de línea recta.

**Servidumbres:** se amortizan de acuerdo con lo estipulado en el acto que les dio origen; es decir, si el contrato es a perpetuidad no se amortizarán, si por el contrario su duración es finita, se amortizarán al término del vencimiento pactado en el contrato.

- o) **Valorizaciones:** corresponden al exceso del valor de valuación y al valor en libros de los activos poseídos al final del período, de acuerdo con la normatividad vigente.

La metodología para las inversiones establece:

- Inversiones patrimoniales en entidades no controladas: se actualizan por el método del costo trimestralmente, con base en el valor de realización de la inversión en la entidad.
  - La metodología utilizada para la propiedades, planta y equipos consiste en realizar valoraciones por grupos de activos, como por ejemplo: redes primarias, redes secundarias, transformadores, postes, equipos de protección y maniobra, luminarias de alumbrado público, líneas de transmisión, estructuras de apoyo de las líneas, fibra óptica, subestaciones de energía, vehículos y equipos especiales, inmuebles, equipos de: laboratorio, bombeos, tanques y captaciones de acueducto, circuitos de acueducto y equipos de la planta de tratamiento de aguas residuales, entre otros.
- p) **Operaciones de crédito público:** corresponden a los actos o contratos que, de conformidad con las disposiciones legales sobre crédito público, tienen por objeto dotar a EPM de recursos para la adquisición de bienes o servicios con plazo para su pago tales como empréstitos, emisión y colocación de bonos y títulos de deuda pública. Se reconocen por el valor desembolsado; los bonos y títulos deben reconocerse por su valor nominal y los créditos de proveedores por el valor del bien o servicio recibido. Las garantías otorgadas para avalar el pago de la deuda se reconocen por el valor de los pagos por concepto de capital que llegaran a efectuarse.

Las operaciones de crédito público se clasifican en:

- Según donde se pacten:
  - Internas: operaciones en el territorio nacional
  - Externas: operaciones fuera de Colombia
- Según el vencimiento:
  - Corto plazo: la obligación se vence en el término de un año.
  - Largo plazo: su vencimiento es superior a un año.

Las operaciones de crédito público en Colombia pactadas en moneda extranjera deben reconocerse a la Tasa Representativa del Mercado (TRM) en la fecha de transacción. Este valor debe reexpresarse mensualmente aplicando la TRM de final del mes. En el caso de operaciones contraídas en diferentes unidades de valor o índices específicos, deben reconocerse por el precio de la unidad en la fecha de la obligación y deben reexpresarse periódicamente, aplicando el precio de la unidad o el índice a la fecha de la actualización. El mayor o menor valor obtenido como resultado de la reexpresión, se reconoce en el período en cuentas de resultado. Las filiales internacionales reexpresan acorde con las tasas oficiales de sus respectivos países.

- q) **Operaciones de cobertura:** representan el valor de las operaciones financieras que se pactan con el objeto de gestionar el riesgo de los pasivos y pueden efectuarse para comprar o vender activos, como divisas, títulos valores o futuros financieros sobre tasas de cambio, tasas de interés, índices bursátiles o cualquier otro subyacente pactado, los cuales se liquidarán en fecha futura acordada.

Se reconocen por el valor pactado en el contrato. En Colombia, si se pactan en monedas diferentes al peso colombiano, se reconocen a la TRM de la fecha de la

transacción. Mensualmente se reexpresan con la TRM certificada por la Superintendencia Financiera de Colombia al fin de mes. El mayor o menor valor obtenido como resultado de la reexpresión se reconoce en el período en las cuentas de resultados. Las filiales internacionales reexpresan acorde con las tasas oficiales de sus respectivos países.

- r) **Cuentas por pagar:** incluye los derechos de pago a favor de terceros originados en la prestación de servicios recibidos o la compra de bienes, uso de activos de propiedad de terceros y demás obligaciones contraídas a favor de terceros. Estas obligaciones se reconocen en el momento en que el servicio o bien haya sido recibido a satisfacción y de acuerdo con el valor pactado cumpliendo estas condiciones:
- El bien o servicio se haya recibido a satisfacción y se hayan recibido los riesgos y beneficios del mismo.
  - Sea probable que del pago de dicha obligación se derive la salida de recursos que llevan incorporados beneficios futuros.
  - Que el valor pueda ser determinado en forma confiable.
- s) **Impuestos, contribuciones y tasas:** la estructura fiscal de cada país donde están ubicadas las empresas del Grupo EPM, los marcos regulatorios y la pluralidad de operaciones que desarrollan las compañías, hacen que cada empresa sea sujeto pasivo de impuestos, tasas y contribuciones del orden nacional y territorial.

Se reconocen como valor a pagar los derechos a favor de la Nación, de los departamentos, de los entes municipales y demás sujetos activos, una vez se cumplan las condiciones previstas en las correspondientes normas expedidas. Los principales tributos que recaen sobre las operaciones de las compañías son los siguientes:

- **Impuesto sobre la renta corriente:** las empresas del Grupo EPM están obligadas a pagar al fisco de cada país donde realicen operaciones gravadas con dicho impuesto, un porcentaje de la renta fiscal que determinen para cada período. El valor del impuesto se reconoce como gasto por impuesto sobre la renta en el año corriente de acuerdo con la depuración efectuada entre la renta fiscal y la utilidad o pérdida contable afectada por la tarifa del impuesto sobre la renta del año corriente y conforme a lo establecido en las normas tributarias.

Su reconocimiento se efectúa mediante el registro de un gasto y un pasivo en las cuentas por pagar, impuesto por pagar. En períodos intermedios se reconoce una estimación del impuesto de renta corriente con base en la proyección de los resultados fiscales del año, por lo cual durante el año se maneja la cuenta de provisión. El impuesto diferido se reconoce en forma separada al impuesto de renta como gasto o recuperación, según el caso.

- **Impuesto diferido:** el impuesto diferido se presenta por las diferencias temporales entre la renta fiscal y la utilidad o pérdida contable originadas por gastos o ingresos. El reconocimiento contable difiere del momento en que se reconoce fiscalmente y genera un mayor o menor pago del impuesto sobre la renta del año corriente, diferencia que se calcula a la tarifa vigente en la medida en que exista una expectativa razonable de que tales diferencias se revertirán en el futuro.

El impuesto sobre la renta diferido se reconoce en el período en el cual surgen las diferencias temporales, tomando para su cálculo la tasa corriente del impuesto.

Si la diferencia temporal conlleva un mayor pago del impuesto sobre la renta en el año corriente, se reconoce como un activo diferido en la cuenta "Otros activos impuestos diferidos" y su contrapartida será un menor valor del gasto del impuesto del año corriente que se presenta en forma separada del impuesto corriente.

Si la diferencia temporal conlleva un menor pago del impuesto sobre la renta en el año corriente, se reconoce como un pasivo en la cuenta "Otros pasivos impuestos diferidos" y su contrapartida es un gasto, que se presenta como impuesto diferido en forma separada del impuesto corriente.

- **Impuesto al patrimonio:** las empresas colombianas, conforme a lo establecido en la Ley 1370 de 2009, deben pagar el impuesto al patrimonio al Gobierno Nacional en ocho cuotas que comprenden los años 2011, 2012, 2013 y 2014 y cuya base es el patrimonio líquido que posea la entidad al 1 de enero de 2011. De acuerdo con lo señalado en el Artículo 9 del Decreto Ley 4825 de 2010, corresponde pagar un 25% adicional al 4.8% a título de sobretasa de impuesto al patrimonio, a aquellas compañías que cumplan con las características del mencionado Artículo.

Este impuesto se contabilizó con la metodología establecida por la CGN, reduciendo la revalorización del patrimonio o causando un activo diferido que se amortiza en los años en que se deben realizar los pagos de dicho impuesto, contra el pasivo total del impuesto a pagar por los años 2011 a 2014, de acuerdo con lo señalado en el Concepto 20119-158027.

- **Impuesto sobre las ventas:** el impuesto a las ventas se genera al momento de transferencia de bienes y servicios. Son responsables de este impuesto aquellas compañías que realicen venta de bienes y servicios gravados, conforme a lo establecido por las autoridades de impuestos de cada país.

t) **Obligaciones laborales y de seguridad social:** son los compromisos que las empresas del Grupo EPM han adquirido con sus trabajadores por los servicios prestados mediante un vínculo laboral establecido de acuerdo con la legislación laboral, pacto o convención colectiva.

u) **Pasivos estimados:** Se reconocen cuando se cumplan las siguientes condiciones:

- Se ha obtenido un beneficio del bien o servicio, pero no se ha recibido el documento soporte por parte del proveedor para ser reconocido como real.
- Se está obligado, de acuerdo con lo estipulado en la ley, a efectuar pagos o a desprenderse de recursos en un futuro para atender acreencias, en una fecha establecida por las partes.
- El valor de los recursos a entregar o del pago se puede estimar razonablemente y muy cerca de su valor real, debido a que existe un acuerdo de precios previo con el proveedor o acreedor.

- v) **Contingencias:** Para el reconocimiento de las contingencias por litigios, demandas y procesos, a favor y en contra de EPM y los rubros que lo conforman se tendrá en cuenta la calificación de los procesos, la cual, debe medir la probabilidad de éxito del desenlace del litigio en probable, posible o remoto.

Probable: una obligación o derecho es "probable" siempre que exista mayor posibilidad de que se presente el evento, es decir, cuando su ocurrencia supere el 50%.

Posible: una obligación o derecho es "posible" cuando existe una menor posibilidad que se presente el evento, es decir, su ocurrencia es menor del 50%.

Remota: una obligación o derecho es "remota" cuando es prácticamente seguro que el evento no se va a presentar.

- w) **Obligaciones pensionales:** las obligaciones pensionales, a cargo de las empresas del Grupo EPM en Colombia, tienen dos componentes, los bonos pensionales y las pensiones, que a su vez incluyen las cuotas partes pensionales. Su cálculo tiene como base jurídica las normas legales vigentes sobre pensiones. Para efectos de la evaluación actuarial se siguieron los parámetros establecidos en el Decreto 2783 de 2001 del Gobierno Nacional.

- x) **Conmutación pensional:** según Acta 1466 del 4 de diciembre de 2006, EPM Matriz asumió en 2007 el pasivo pensional de la Empresa Antioqueña de Energía E.S.P. (EADE), liquidada.

La metodología utilizada para el cálculo actuarial por pensiones y bonos pensionales de EADE observa los parámetros y bases técnicas establecidas por la autoridad competente y son los mismos utilizados para la medición de los pasivos pensionales en EPM. Este pasivo pensional se encuentra amortizado al 100%.

De conformidad con lo establecido en el Decreto 941 de 2002, reglamentario de la Ley 100, se constituyeron los respectivos patrimonios autónomos para garantizar el pago de las obligaciones pensionales, de las cuotas partes de bonos que le correspondan a EPM, y el pago de indemnizaciones sustitutivas derivadas de los riesgos que regula el sistema general de pensiones. Los fondos se proyectan de manera que se extinga al momento del pago de la última pensión a cargo de EPM (año 2065).

- y) **Patrimonio:** está conformado por las cuentas que representan el capital fiscal, las reservas, las utilidades de ejercicios anteriores, el resultado del ejercicio, los superávits y la revalorización del patrimonio.

- z) **Reservas:** en cumplimiento de las disposiciones tributarias en Colombia, contenidas en los artículos 130 (reserva del 70% por el exceso de la depreciación fiscal sobre la contable) y 211 del Estatuto Tributario, las empresas del Grupo EPM en Colombia, constituyeron reservas requeridas con el fin de gozar del tratamiento tributario especial y obtener una racionalización en el pago del impuesto de renta y complementarios.

Para cumplir con el Decreto 2336 de 1995, Artículo 1, se constituyen reservas por la aplicación del método de participación patrimonial. Las reservas corresponden a las utilidades que se generan al cierre del ejercicio contable como consecuencia de la

aplicación de sistemas especiales de valoración a precios de mercado y que no se hayan realizado en cabeza de la sociedad, de acuerdo con las reglas del Artículo 27 (realización del ingreso) y demás normas concordantes del Estatuto Tributario.

- aa) **Excedentes financieros:** Los excedentes financieros a transferir al Municipio de Medellín, por parte de EPM matriz, se reconocen cuando el COMPES los determina, en cumplimiento de los formalismos legales, con base en los estados financieros del año anterior aprobados por la Junta Directiva. Para su reconocimiento se disminuirá las utilidades de ejercicios anteriores.

En aquellos casos excepcionales en los cuales el Concejo Municipal apruebe excedentes financieros extraordinarios o adicionales, el reconocimiento se hará con el documento que de origen a la obligación para EPM de transferir los excedentes financieros, es decir, cuando se determine la cuantía cierta y las condiciones de modo, lugar y tiempo para ejecutar su traspaso.

Para las demás filiales, los excedentes a distribuir se causaran al momento que la junta directiva o asamblea aprueba su reparto.

- bb) **Superávit por valorizaciones:** representa el aumento neto del valor en libros de los activos, determinado como resultado de la actualización, de conformidad con normas técnicas. Las empresas del Grupo EPM reconocen como valorización el exceso del valor intrínseco de las inversiones frente a su valor en libros y el exceso del valor de realización o costo de reposición de los bienes sobre el valor en libros.

- cc) **Revalorización del patrimonio:** en Colombia se registró el valor de los ajustes por inflación de los saldos de las cuentas del patrimonio practicados desde 1992 hasta el 2000, año en el que la CGN los eliminó. De acuerdo con normas vigentes, este saldo no podrá distribuirse como utilidad hasta que se liquide la empresa o se descapitalice.

- dd) **Cuentas de orden:** las cuentas de orden deudoras y acreedoras representan la estimación de hechos o circunstancias que pueden afectar la situación financiera, económica, social y ambiental de la entidad contable pública, así como el valor de los bienes, derechos y obligaciones que requieren ser controlados. También incluye el valor originado en las diferencias presentadas entre la información contable pública y la utilizada para propósitos tributarios.

- ee) **Ingresos operacionales:** son los flujos recibidos por EPM en el período contable, originados en el desarrollo de su actividad principal. Las devoluciones y rebajas por estos conceptos se registran en cuentas separadas como menor valor del ingreso. Para el reconocimiento de los ingresos se deben cumplir los siguientes requisitos:

- Que el servicio efectivamente se haya prestado o el bien haya sido entregado.
- Que el valor del servicio o bien se pueda cuantificar en forma razonable.
- Que se espere recibir el producto del servicio prestado o bien vendido.
- Que el ingreso sea susceptible de incrementar el patrimonio neto de EPM.

El ingreso no será reconocido si existen dudas sobre su realización.

ff) **Ingresos no operacionales:** representan los ingresos obtenidos por las empresas del Grupo EPM en operaciones distintas a la prestación del servicio público, incluyendo también los ingresos por partidas de carácter extraordinario.

Se reconocerán como ingresos no operacionales aquellos que no están enmarcados dentro de su objeto social principal y sobre los cuales se hayan transferido los riesgos y beneficios o el servicio se haya prestado efectivamente, que su valor se pueda cuantificar en forma razonable y que sea probable de obtener el producto del bien o servicio entregado.

gg) **Costos de prestación de servicios:** son las erogaciones necesarias para la prestación del servicio público, sin las cuales no sería posible prestarlo o su calidad no sería la más óptima. Estos costos están vinculados directamente con la prestación del servicio, a diferencia de los gastos que son erogaciones asociadas con las actividades administrativas. Para el reconocimiento de los costos se debe cumplir:

- Que el bien o servicio objeto de costos se haya recibido a satisfacción o se esté recibiendo (para el caso de los servicios que se van recibiendo en varios períodos).
- Que se hayan recibido los riesgos y beneficios del bien o servicio.
- Que el valor del costo pueda ser medido de forma confiable.
- Es probable que del pago del bien o servicio recibido se derive la salida de recursos que llevan incorporados beneficios futuros.
- Que el bien o servicio objeto de costo esté relacionado con la prestación de servicios y sea un elemento necesario en dichos servicios.

hh) **Gastos:** los gastos son expensas necesarias, derivadas de la operación normal de la organización, que sirven de apoyo para la prestación del servicio. EPM reconoce sus gastos en la medida en que ocurran los hechos financieros, económicos, sociales y ambientales en forma tal que queden contemplados sistemáticamente en el periodo contable correspondiente, independientemente del flujo de recursos monetarios o financieros. Para ello se deberá tener en cuenta que el reconocimiento se efectuará cuando:

- El bien o servicio objeto de gasto se haya recibido a satisfacción o se esté recibiendo.
- Se hayan recibido los riesgos y beneficios del bien o servicio.
- Que el valor del gasto pueda ser medido de forma confiable.
- Sea probable que del pago del bien o servicio recibido se derive la salida de recursos que llevan incorporados beneficios futuros.

## **Nota 6 Efectos y cambios significativos en la información contable**

Durante el año 2013 no se realizaron cambios significativos de la información contable en las empresas del Grupo.

Sin embargo, con el fin de presentar las cifras de ambos períodos de forma que se propicie su comparabilidad, se realizaron las siguientes reclasificaciones en el Estado de actividad financiera, económica, social y ambiental, en la presentación de las cifras del año anterior:

- En los ingresos del año 2012 se presentó un valor total por \$9,404,653, revelándose para este periodo un valor por \$9,357,312. Los menores ingresos por \$47,341 se debieron al cambio de practica contable con relación a la presentación del cargo por confiabilidad por \$52,851 (menor ingreso), el cual se presentó como costo operacional en el 2012; y el arrendamiento de la infraestructura eléctrica por \$5,510 (mayor ingreso operacional), el cual se presentó como ingreso no operacional el año anterior.
- En los costos del año 2012 se presentó un valor total por \$5,765,402, revelándose en este periodo un valor por \$5,712,551. La diferencia por \$52,851 (menor costo) se debió al cambio de práctica contable con relación a la presentación del cargo por confiabilidad, ya comentada
- En los ingresos no operacionales del año 2012 se presentó un valor total por \$625,248, revelándose en este periodo un valor por \$619,738. La diferencia por \$5,510 (menor ingreso no operacional) se debió al cambio de práctica contable con relación a la presentación del arrendamiento de la infraestructura eléctrica, ya comentada.

## **Nota 7 Hechos posteriores de impacto para el 2013**

### **EPM matriz desarrollará en forma directa el proyecto Ituango**

La Asamblea General Extraordinaria de Accionistas de EPM Ituango realizada el 11 de enero de 2013, aprobó que EPM ejecute directamente, y no a través de EPM Ituango, el contrato "BOOMT" (sigla en inglés de "construir, operar, mantener, explotar comercialmente y devolver" a los 50 años la central) y los demás contratos que tiene suscritos para su ejecución, así como los derechos y obligaciones inherentes al mismo.

La aprobación de la cesión del contrato a EPM permitirá reflejar los beneficios financieros correspondientes al contrato de estabilidad jurídica firmado por EPM con la Nación y realizar una inversión social adicional, por US\$100 millones, para mejorar la calidad de vida de la población del área de influencia de la hidroeléctrica, buscando la viabilidad y sostenibilidad del territorio, principalmente en educación, salud, desarrollo de proyectos productivos y realización de obras de infraestructura.

### **EPM y Millicom firmaron el Contrato Marco que permitirá la fusión entre UNE y Millicom**

Con el acuerdo firmado en octubre 1, EPM tendrá la mayoría accionaria en la compañía fusionada con una participación de un 50 % y 1 acción en el capital social. Millicom asumirá la consolidación de los estados financieros y el control administrativo y operativo de la entidad.

En la negociación se reconoció un valor, al momento de la firma, para UNE y filiales de USD 1,989 millones, más una prima de control por USD 150 millones y se reconoció un valor firma para Colombia Móvil de USD 1,294 millones.

## **Nota 8 Otros aspectos relevantes**

### **8.1 Combinación de negocios y reestructuración societaria**

Bajo norma colombiana, las inversiones patrimoniales en empresas controladas son objeto de ajustes, reconociendo como crédito mercantil los excesos entre su precio de adquisición y su valor en libros. Si el valor de la compra es menor que el valor en libros de la entidad adquirida, la diferencia es reconocida como un incremento del patrimonio, afectando la combinación de negocios en las cuentas de patrimonio respectivas.

En Colombia no se registra crédito mercantil negativo en el estado de resultados del período. Sin embargo, el patrimonio neto es afectado por el superávit por valorización.

#### **8.1.1 Adquisición de la sociedad panameña Espíritu Santo Energy S. de R.L.**

EPM adquirió la empresa panameña Espíritu Santo Energy S. de R.L. propietaria del 99.99% de las acciones de la sociedad Espíritu Santo Colombia S.A.S. E.S.P. la cual posee los derechos para desarrollar el proyecto hidroeléctrico Espíritu Santo en Colombia, que generará aproximadamente 600 megavatios de energía, sobre la cuenca del río Cauca, en el Norte de Antioquia. La transacción fue cerrada por un monto de USD\$70 millones.

#### **8.1.2 Liquidación de la sociedad EPM Ituango S.A. E.S.P.**

Con la aprobación en la asamblea general extraordinaria celebrada el 11 de enero de 2013, los accionistas de EPM Ituango aprobaron que EPM (matriz) ejecute directamente, y no a través de EPM Ituango, el contrato "BOOMT" y el resto de los derechos y obligaciones inherentes a este. De esta forma, dicha empresa entra en causal de disolución ante la imposibilidad de desarrollar su objeto social.

El 12 de marzo de 2012, se inscribió ante la Cámara de Comercio de Medellín, la documentación requerida para iniciar el proceso de liquidación.

#### **8.1.3 Liquidación de la sociedad CENS Inversiones S.A.**

El 9 de agosto de 2013 se liquidó la sociedad CENS Inversiones S.A. El proceso de liquidación inició en abril y culminó con el registro ante la Cámara de Comercio de Cúcuta.

#### **8.1.4 Liquidación de la sociedad ESSA Capital S.A.**

El 1 de agosto de 2013 se registró ante la Cámara de Comercio de Bucaramanga la disolución de la sociedad ESSA Capital S.A.

#### **8.1.5 Capitalización de la sociedad Tecnología Intercontinental S.A. de C.V.**

El 20 de septiembre de 2013 se realizó una capitalización equivalente al 80% de las acciones de la sociedad Tecnología Intercontinental S.A. de C.V. (TICSA), por intermedio de la filial EPM Capital México S.A. de C.V. TICSA es una holding constituida por 13 empresas, 11 de ellas dedicadas al diseño, construcción, operación y puesta en marcha de plantas de tratamiento de aguas residuales (PTAR). Durante sus 22 años de experiencia ha desarrollado más de 250 plantas de tratamiento de aguas residuales, industriales y

municipales. Actualmente se encarga de la operación de 9 PTAR con organismos operadores mexicanos y está construyendo otros 5 proyectos con lo cual su capacidad de tratamiento totalizará más de 11 metros cúbicos por segundo (11.000 litros por segundo) de aguas servidas.

## **8.2 Programa NIIF**

Las Normas Internacionales de Información Financiera, NIIF (IFRS por sus siglas en inglés), son un conjunto de estándares e interpretaciones de carácter técnico, aprobadas, emitidas y publicadas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (IASB por sus siglas en inglés). En ellas se establecen los criterios para el reconocimiento, valuación, presentación y revelación de la información financiera.

Estas reglas se están convirtiendo en el lenguaje contable universal para asegurar que en todos los países se hable el mismo idioma financiero, a través de mayor consistencia en las políticas contables y comparabilidad de la información financiera de las empresas.

EPM emprendió el proyecto de adopción de estos estándares desde el año 2009, para responder a la estrategia de crecimiento y facilitar el acceso a los mercados internacionales de capitales.

En Colombia, ha cobrado una gran importancia la aprobación de la Ley 1314 de 2009, por medio de la cual se regulan los principios y normas de contabilidad e información financiera y de aseguramiento de información. Recientemente, el Ministerio de Comercio, Industria y Turismo de Colombia emitió los decretos con los cuales se adoptan oficialmente los estándares internacionales de información financiera y se establece el marco normativo y cronograma con aplicación de actividades a partir de 2013.

## **8.3 Proceso de consolidación de la información contable**

En el año 2009, con la emisión internacional de bonos por USD 500 millones, EPM adquirió el compromiso, ante los inversionistas y bancos internacionales, de presentar periódicamente los estados financieros consolidados del Grupo EPM; este ejercicio se venía realizando por la empresa para fines administrativos, pero con esta emisión se adquirió la obligación formal.

EPM consolida su información financiera con las empresas en las cuales tiene participación patrimonial igual o superior al 50%, directa o indirectamente, o tiene el control administrativo.

Los estados financieros consolidados se emiten trimestralmente y son presentados ante la Junta Directiva. Una vez informada la Junta Directiva, se publican en la página oficial de EPM junto con sus notas respectivas.

## Notas de carácter específico

### Notas relativas a valuación

#### Nota 9 Conversión de los valores en moneda extranjera

Los saldos en bancos, inversiones, cuentas por cobrar, obligaciones financieras y cuentas por pagar en moneda extranjera, se expresaron en pesos colombianos con base en la TRM certificada por la Superintendencia Financiera de Colombia. Al cierre de 30 de septiembre de 2013 y 31 de diciembre de 2012. Los valores utilizados fueron:

Moneda	2013	2012	Var %
Dólar americano (USD)	1.914,65	1.768,23	8,28%
Libra esterlina (GBP)	3.083,77	2.874,26	7,29%
Yen japones (JPY)	19,39	20,46	(5,22%)
Euro (EUR)	2.576,58	2.331,23	10,52%
Peso Chileno (CL)	3,81	3,68	3,33%
Quetzal (GQT)	241,33	223,76	7,85%
Peso mexicano (MXN)	147,15	135,91	8,27%

Los efectos en resultados por diferencia en cambio a 30 de septiembre de 2013 y 2012 fueron los siguientes:

	2013	2012
<b>Ingresos no operacionales por diferencia en cambio</b>		
Efectivo	40.485	3.551
Adquisición de bienes y servicios	14.618	39.824
Inversiones	4.882	0
Deudores	35.098	10.859
Operaciones de crédito público	2.571	123.695
Otros ajustes por diferencia en cambio	33.453	8.566
<b>Total ingresos no operacionales por diferencia en cambio</b>	<b>131.107</b>	<b>186.495</b>
<b>Gastos no operacionales por diferencia en cambio</b>		
Efectivo	23.009	6.072
Adquisición de bienes y servicios nacionales	12.369	18.402
Deudores	7.325	31.847
Inversiones	0	6.257
Operaciones de crédito público externas de corto plazo	197.365	7.107
Otros ajustes por diferencia en cambio	36.449	12.799
<b>Total gastos no operacionales por diferencia en cambio</b>	<b>276.517</b>	<b>82.484</b>

Cifras expresadas en millones de pesos

## Balance general

### Activos

#### Nota 10 Efectivo

El saldo del efectivo a 30 de septiembre de 2013 y 31 de diciembre de 2012 fue:

		2013	2012
Caja		4.823	2.474
Bancos		1.018.806	1.490.147
Otros recursos disponibles	(1)	31.815	3.867
<b>Total efectivo</b>		<b>1.055.444</b>	<b>1.496.488</b>
Incluye efectivo restringido	(2)	<b>128.414</b>	<b>62.361</b>

Cifras expresadas en millones de pesos colombianos

(1) Representa fondos en moneda extranjera exigibles a la vista, realizados mediante operaciones overnight que generan un rendimiento financiero.

(2) El disponible en caja y bancos incluye las siguientes cuentas con destinación especial:

Fondo	Destinación	2013	2012
<b>Recursos restringidos EPM Matriz</b>			
<b>Convenios</b>			
Municipio Medellín - Moravia	Construcción, reparación y reposición de redes de acueducto y alcantarillado y la pavimentación en el Municipio de Medellín de las vías afectadas por estas obras en el barrio Moravia.	1.065	1.052
Municipio de Medellín - Aguas	Manejo integral del agua para el consumo humano de los habitantes del Municipio de Medellín.	1.981	8.599
Municipio de Medellín - Terrenos	Adquisición de predios identificados y caracterizados dentro de las zonas de protección de cuencas hidrográficas abastecedoras de sistemas de acueducto en el Municipio de Medellín.	471	456
Departamento de Antioquia e IDEA -Antioquia iluminada	Llevar el servicio de energía eléctrica a viviendas rurales en los municipios del Departamento de Antioquia.	981	3.521
Programa Aldeas	Aprovechar la madera que completa su ciclo de maduración en los bosques plantados por EPM alrededor de sus embalses, para construir viviendas de interés social en los municipios de Antioquia por fuera del Valle de Aburrá y entregarlas a familias de escasos recursos, preferiblemente en situación de desplazamiento forzado o voluntario.	169	411
Gobernación de Antioquia -Gas sin fronteras	Apoyar el desarrollo del componente de expansión por medio de la construcción de conexiones domiciliarias de gas en el marco del programa "Gas Sin Fronteras" en las subregiones del Departamento de Antioquia.	1.028	1.323
Fondo Nacional de Regalías - Gas	Construcción de la infraestructura de distribución de gas natural comprimido y subsidios para la conexión a los usuarios de estratos 1 y 2 de los municipios de El Peñol y Guatapé.	1	-

Ministerio de Minas y Energía - Fondo Especial Cuota Fomento	Convenio de Cofinanciación para la construcción, infraestructura de distribución y conexión a usuarios de menores ingresos en el Municipios de Amaga, de Santafé, Sopetrán, San Jerónimo y Ciudad Bolívar. Gas Natural Comprimido y Conexión a usuarios de Donmatias, Entrerrios, San Pedro, Santa Rosa y Yarumal. Convenio No 106: Construcción de la Infraestructura de Conexión a usuarios del Valle de Aburrá, La Ceja, La Unión y El Retiro. Convenio 179: Incluye el Municipio de Sonsón.	3.086	-
Municipio de Barbosa	Reposición y modernización de redes secundarias de acueducto y alcantarillado y sus obras complementarias en los barrios Robles, Centro, La Bicentenario, Los Angeles y El Portón del Municipio de Barbosa.	1.029	-
Gobernación de Antioquia - Vías Ituango	Administración de recursos, para la rehabilitación del pavimento y construcción de obras complementarias de la vía Llanos de Cuiva (cuenta anterior de EPM Ituango pasa a EPM por cesión del contrato BOOMT)	34	-
Ministerio de Minas y Energía - Encargo Fiduciario	Administrar los recursos y efectuar los pagos del contrato celebrado con el Ministerio de Minas y Energía FAER GGC 225 2012 (CT-2012-001774 en EPM), para ampliar y mejorar el servicio de energía eléctrica en las zonas del Sistema Interconectado Nacional ubicadas en el Mercado de Comercialización del Operador de Red.	672	-
<b>Convencionales</b>			
Fondo vivienda SINTRAEMDES	Contribuir a la adquisición de vivienda y al mejoramiento de la misma, de los servidores beneficiarios del acuerdo convencional suscrito entre EPM y Sinpro.	15.853	18.730
Fondo vivienda SINPRO		17.638	7.570
Fondo calamidad SINTRAEMDES	Promover el bienestar de sus servidores con el fin de que éste pueda atender sus necesidades urgentes e imprevistas ó las de su grupo familiar primario.	904	724
Fondo calamidad SINPRO		848	858
Fondo educación SINTRAEMDES	Promover el bienestar de los servidores con el fin de que éste pueda atender las necesidades de pago de matrículas, textos y dotación que se requieran para adelantar estudios propios y del grupo familiar.	788	743
Fondo educación SINPRO		897	723
Fondo reparación motos	Promover el bienestar de los trabajadores oficiales que se desempeñan en el mercado regional y que utilizan motocicletas de su propiedad para el desempeño de sus labores.	152	149
Fondo reposición motos		61	47
<b>Garantías</b>			
Fondo Entidad Adaptada de Salud	Mecanismo de control y seguimiento al recaudo de aportes del Régimen Contributivo del Sistema General de Seguridad Social en Salud • SGSSS	1.952	527
Fondo Fosyga		46	74
Depósitos Ley 820	Artículo 15 de la Ley 820 de 2003 y el Decreto Reglamentario 3130 del 4 de noviembre de 2003, correspondieron a garantía exigida por el arrendador al inquilino, para el pago de los servicios públicos.	40	603
Depósitos entregados, bienes, transacciones de energía, garantías TIES	Corresponde a la “compensación” que se debe de realizar entre la factura de transacciones de bolsa y los pagos anticipados, buscando que se lleve a cabo el pago real a XM.	468	122
<b>Total recursos restringidos Epm Matriz</b>		<b>50.164</b>	<b>46.232</b>
<b>Recursos restringidos ESSA</b>			
Convenio Gobernación ESSA Fase V	Construcción de redes de media y baja tensión, montaje de transformadores e instalaciones internas para la electrificación rural de veredas en el Departamento de Santander	687	5.271
Convenio Gobernación ESSA Fase IV		202	904
Convenio ESSA-Gobernación Fase I		-	804
Convenio Gobernación ESSA Fase III		295	173
Convenio Gobernación		-	23
Convenio Faer GSA 160 2012	Convenio de asistencia técnica entre Nación Ministerio de Minas y ESSA para administración y ejecución de los recursos del Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales Interconectadas “FAER”.	1.540	1.542
Faer 030		1.252	1.291
Convenio Faer 036		13	529

Prone	Ejecución de los recursos del Programa de Normalización de Redes Eléctricas - PRONE	822	900
Faer 014	Administración y ejecución de los recursos del Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales Interconectadas "FAER", asignados a los proyectos de electrificación rural y la normalización de redes. eléctricas.	339	330
Alumbrado Público San Gil	Recursos de excedentes de Alumbrado Público del Municipio de San Gil.	314	262
Audiencias Públicas	Administración general y ejecución de los recursos de Audiencias Públicas por parte de ESSA asignados a los proyectos Construcción de redes de media y baja tensión para Electrificación Rural.	93	90
Convenio ESSA - Municipio Charalá	Construcción de redes de media y baja tensión, montaje de transformadores e instalaciones internas para la electrificación rural de veredas del municipio Charalá.	-	61
Convenio Macaravita	Construcción redes de media y baja tensión, montaje de transformadores e instalaciones internas para la electrificación rural de las veredas del municipio de Macaravita - Santander	194	-
Convenio FAER 235	Ampliar cobertura, mejorar calidad y continuidad del servicio de energía eléctrica y satisfacer la demanda de la misma en las zonas del Sistema Interconectado Nacional - SIN ubicadas en el mercado de comercialización del OPERADOR DE RED, mediante ejecución de recursos del Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales Interconectadas FAER	5.660	-
<b>Total recursos restringidos ESSA</b>		<b>11.411</b>	<b>12.180</b>
<b>Recursos restringidos EDEQ</b>			
Fondo de Vivienda	Recursos destinados para mejorar la calidad de vida de sus trabajadores mediante la concesión de créditos destinados a la compra y mejora de vivienda.	554	703
Fondo de Calamidad Doméstica	Recursos destinados para hechos ocasionados por situaciones graves e imprevistas que afecten al trabajador o a su familia.	11	13
<b>Total recursos restringidos EDEQ</b>		<b>565</b>	<b>716</b>
<b>Recursos restringidos CENS</b>			
Convenio FAER 003	Administración general y ejecución de unos recursos del fondo de apoyo financiero para la energización de las zonas rurales interconectadas - FAER.	1.023	-
Convenio FAER 021	Administración general y ejecución de unos recursos del fondo de apoyo financiero para la energización de las zonas rurales interconectadas - FAER.	15.295	-
Electrificación vereda Aguablanca - FNR	Construcción de redes de interconexión de media y baja tensión vereda Aguablanca Municipio de Bucarasica Norte de Santander.	2.206	-
Contrato AOM	Administración, operación, mantenimiento y reposición de los Activos de electrificación rural construidos con los recursos del proyecto "programa de electrificación rural zona del Catatumbo y provincia de Ocaña, etapa 1, Norte de Santander".	913	-
Fondo rotatorio de vivienda	Financiar el valor de la vivienda para aquellos trabajadores que no la posean.	3.481	-
FUDESCAT	Realizar la ejecución de las obras de electrificación rural en los municipios de Tibú y el Tarra, departamento Norte de Santander	10.912	-
Contrato FAER 015	Realizar la ejecución de las obras de electrificación rural en los municipios de Convención, San Calixto, Cáchira, Hacarí, Ocaña, La Playa, Villa Caro, Teorama y La Esperanza departamento Norte de Santander.	26.218	-
<b>Total recursos restringidos CENS</b>		<b>60.048</b>	<b>-</b>
<b>Recursos restringidos Regional de Occidente</b>			
Convenio 10000083 Sopetrán	Recursos recibidos en el año 2011 del convenio interadministrativo 08-CF-124850 pactado entre el Departamento de Antioquia y los municipios de Santafé de Antioquia y San Jerónimo, así como recursos recibidos en el año 2011 bajo el convenio interadministrativo de apoyo financiero, pactado entre el Ministerio de Ambiente, vivienda y Desarrollo Territorial, el Departamento de Antioquia y Regional de Occidente cuyo objeto es el apoyo financiero de los esquemas regionales para la prestación de servicios de acueducto y alcantarillado.	22	54
Convenio 5847		1	8
Convenio- Santafé		2	2
Convenio-San Jerónimo		13	13
Convenio Rend Sopetrán		0	-
<b>Total recursos restringidos Regional de Occidente</b>		<b>38</b>	<b>77</b>
<b>Recursos restringidos Aguas de Urabá</b>			
Apoyo Financiero 10003713-49 Apartadó	Corresponde a los recursos financieros que Aguas de Urabá ha generado por	256	176

Apoyo Financiero 10003713-49 Chigorodó	operación propia. Estos recursos se encuentran en entidades bancarias como Bancolombia, BBVA y Banco Popular.	-	58
Apoyo Financiero 10005141-153		3.434	2.891
Apoyo Financiero 10005431-CF-12-4842		2	31
<b>Total recursos restringidos Regional de Occidente</b>		<b>3.692</b>	<b>3.156</b>
<b>Recursos restringidos Aguas Nacionales</b>			
FL MN Caja Menor Restringido A	Convenio Interadministrativo No.1 de colaboración celebrado entre EPQ EN LIQUIDACION y EPM, para la gestión de inversiones y su interventoría, mantenimiento y operación de los sistemas de acueducto, alcantarillado y aseo, en la zona urbana del municipio de Quibdó.	4	-
FL Correval-1125		1.940	-
FL Bancolombia 536423		552	-
<b>Total recursos restringidos Aguas Nacionales</b>		<b>2.496</b>	<b>0</b>
<b>Total recursos restringidos</b>		<b>128.414</b>	<b>62.361</b>

Cifras expresadas en millones de pesos colombianos

## Nota 11 Inversiones para administración de liquidez

El saldo de las inversiones para administración de liquidez a 30 de septiembre de 2013 y 31 de diciembre de 2012 fue:

		2013		2012	
		Valor	Rentabilidad promedio	Valor	Rentabilidad promedio
Derechos en fondos de valores y fiducias de inversión	(1)	63.147	4.28% E.A.	422,418	5,37% E.A.
Títulos de tesorería -TES	(2)	267.616	9.38% E.A.	262,010	7.53% E.A.
Certificados de depósito a término	(3)	389.463	6.00% E.A.	748,366	6.16% E.A.
Bonos y títulos emitidos por entidades financieras	(4)	259.723	0.80% E.A. en USD	395,422	1.16% E.A. en USD
Bonos Y Títulos Emitidos Por Entidades Del Exterior		64.301	7.11% E.A.	44,657	
Bonos y títulos emitidos por el Gobierno General Nacional	(5)	204		44	
Bonos y títulos emitidos por el sector privado		32.064	8.50% E.A.	26,968	-39.44% E.A.
Otras inversiones para administración de liquidez		1.778		1,283	
<b>Inversiones para administración de liquidez corrientes</b>		<b>1.078.296</b>		<b>1,901,168</b>	
Depósitos de operaciones de endeudamiento externo		0		2,555	
Otras inversiones para administración de liquidez		8.144		7,117	
<b>Inversiones para administración de liquidez no corrientes</b>		<b>8.144</b>		<b>9,672</b>	
<b>Total inversiones para administración de liquidez</b>		<b>1.086.440</b>		<b>1,910,840</b>	

Cifras en millones de pesos colombianos

- (1) Inversiones a corto plazo efectuadas con dineros propios en carteras colectivas. Se tratan como una cuenta corriente y son inversiones que se realizan para obtener un rendimiento de los excedentes de efectivo.
- (2) Títulos de deuda pública interna emitidos por el Gobierno Nacional y administrados por el Banco de la República. Estos instrumentos se valoran por precio.
- (3) Instrumentos financieros de captación de ahorro cuya tasa de interés está determinada por el monto, el plazo y las condiciones de mercado en el momento de la constitución. Estos instrumentos se valoran por precio.

(4) Corresponden a inversiones en depósitos a plazo, celebradas con instituciones financieras internacionales con calificación mínima de A+ para el largo plazo y A-1+ para el corto plazo, y sucursales en el exterior de establecimientos bancarios vigilados por la Superintendencia Financiera de Colombia con la máxima calificación vigente para largo y corto plazo.

(5) Corresponden a Títulos de Devolución de impuestos (TIDIS).

## Nota 12 Deudores, neto

El saldo de deudores a 30 de septiembre de 2013 y 31 de diciembre de 2012 fue:

		2013	2012
<b>Prestación de servicios públicos</b>			
Servicio de energía		1.232.928	1.198.124
Servicio de telecomunicaciones		284.147	323.650
Subsidio servicio de telecomunicaciones		17.696	56.230
Subsidio servicio de energía		60.537	50.134
Servicio de gas combustible		99.506	93.449
Servicio de acueducto		64.376	64.106
Servicio de alcantarillado		71.175	51.027
Subsidio servicio gas combustible		9.631	6.081
Subsidio servicio de acueducto		7.896	5.528
Subsidio servicio de alcantarillado		3.485	1.715
Servicio de aseo		127	151
<b>Otros deudores</b>			
Prestación de servicios diferentes a servicios públicos		225.533	227.232
Anticipos o saldos a favor por impuestos y contribuciones		264.884	197.337
Depósitos y anticipos entregados	(1)	183.020	193.944
Créditos a empleados		17.727	34.075
Intereses		227	31.480
Recursos entregados en administración		710.430	20.433
Cuotas partes pensionales		23.817	19.809
Esquemas de cobro		14.954	18.374
Venta de bienes		18.018	17.780
Pagos por cuenta de terceros		27.704	16.120
Arrendamientos		7.607	5.800
Administración recursos sistema de salud		0	4.557
Ventas de activos		393	4.242
Honorarios y comisiones		2.132	1.608
Dividendos y participaciones por cobrar		24.470	4
Otros deudores menores		71.184	70.165
<b>Deudas de difícil cobro</b>			
Servicio de energía		160.120	159.893
Servicio de telecomunicaciones		141.525	126.951
Servicio de acueducto		9.561	9.577
Servicio de gas combustible		10.428	8.421
Servicio de alcantarillado		7.883	7.962
Otras deudas de difícil cobro		94.464	87.585

<b>Deudores corrientes</b>		<b>3.867.585</b>	<b>3.113.544</b>
<b>Provisión porción corriente</b>		<b>(580.404)</b>	<b>(543.248)</b>
<b>Deudores neto porción corriente</b>		<b>3.287.181</b>	<b>2.570.296</b>
<b>Prestación de servicios públicos</b>			
Servicio de gas combustible		159.690	147.017
Servicio de energía		161.221	146.301
Servicio de acueducto		29.113	27.425
Servicio de alcantarillado		16.984	17.773
<b>Otros deudores</b>			
Créditos a empleados		115.102	93.630
Depósitos y anticipos entregados		91.279	65.755
Pagos por cuenta de terceros		5.242	16.059
Intereses		1.460	5.173
Venta de bienes		8.107	4.584
Prestación de servicios		1.350	1.357
Recursos entregados en administración		166	126
Esquemas de cobro		84	0
Otros		103.391	213.405
<b>Deudores no corrientes</b>		<b>693.189</b>	<b>738.605</b>
<b>Deudores, neto</b>		<b>3.980.370</b>	<b>3.308.901</b>

Cifras en millones de pesos colombianos

- (1) El crecimiento de este concepto está relacionado con los anticipos y avances para adquisición de bienes y servicios para los proyectos de inversión en infraestructura.

### Nota 13 Inventarios, neto

El saldo de inventarios a 30 de septiembre de 2013 y 31 de diciembre de 2012 fue:

		<b>2013</b>	<b>2012</b>
Materiales para la prestación de servicios		226.066	216.516
Mercancía en existencia	(1)	25.872	18.100
Mercancía en poder de terceros		6.877	5.033
Mercancía en tránsito		987	8.796
Productos en proceso		1.032	770
<b>Subtotal inventarios</b>		<b>260.834</b>	<b>249.215</b>
<b>Provisión</b>			
Materiales para la prestación de servicios		(4.027)	(6.527)
Mercancías en existencia		(563)	(185)
<b>Total provisión</b>		<b>(4.590)</b>	<b>(6.712)</b>
<b>Total inventarios</b>		<b>256.244</b>	<b>242.503</b>

Cifras en millones de pesos colombianos

- (1) Incluye elementos de víveres y rancho asociados a los productos comercializados en las proveedurías de EPM.

## Nota 14 Gastos pagados por anticipado

El saldo de gastos pagados por anticipado a 30 de septiembre de 2013 y 31 de diciembre de 2012 fue:

		2013	2012
Seguros		19.391	36.994
Arrendamientos		7.074	7.309
Otros gastos pagados por anticipado		15.445	23.170
<b>Gastos pagados por anticipado corrientes</b>		<b>41.910</b>	<b>67.473</b>
Seguros		49.580	7.567
Arrendamientos		30.939	32.470
Otros gastos pagados por anticipado	*	88.739	93.588
<b>Gastos pagados por anticipado no corrientes</b>		<b>169.258</b>	<b>133.625</b>
<b>Gastos pagados por anticipado no corrientes</b>		<b>211.168</b>	<b>201.098</b>

Cifras en millones de pesos colombianos

(\*) Incluye los derechos de usos de cables denominados IRUS, Wimax y compra de dominios entre otros conceptos (Derecho Irrevocable de Uso –IRU- sobre hilos de fibra óptica oscura, compra de dominios, derechos de usufructo), de la filial UNE EPM Telecomunicaciones S. A.

## Nota 15 Inversiones patrimoniales, neto

El saldo de las inversiones patrimoniales a 30 de septiembre de 2013 y 31 de diciembre de 2012 fue:

		2013	2012
En entidades no controladas		615.758	606.089
En entidades en liquidación		945.663	603
<b>Inversiones patrimoniales</b>	(1)	<b>1.561.421</b>	<b>606.692</b>
Provisión	(2)	(99.711)	(99.515)
<b>Inversiones patrimoniales, neto</b>		<b>1.461.710</b>	<b>507.177</b>

Cifras en millones de pesos colombianos

(1) Las inversiones registradas bajo el método del costo como no controladas fueron:

Empresa	Domicilio	Objeto social	Porcentaje de participación		Fecha de creación
			2013	2012	
Isagen S.A. E.S.P.	Medellín	Generación y comercialización de energía eléctrica, gas natural por redes, así como la comercialización de carbón, vapor y otros energéticos de uso industrial.	13.14%	13.14%	Abril 4, 1995
Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P.	Medellín	Operación y mantenimiento de su propia red de transmisión, la expansión de la red nacional de interconexión, la planeación y coordinación de la operación de los recursos del SIN.	10.17%	10.17%	Septiembre 14, 1967
Hidroeléctrica Ituango S.A. E.S.P.	Medellín	Operación y mantenimiento de su propia red de transmisión, la expansión de la red nacional de interconexión, la planeación y coordinación de la operación de los recursos del SIN.	46.47%	46.47%	Diciembre 29, 1997
Gestión Energética S.A. E.S.P. -GENSA	Manizales	Prestación de uno o más de los servicios públicos de que trata la Ley 142 de 1994 o la realización de una o varias actividades que considera como complementarias o una y otra actividad.	0.19%	0.19%	Mayo 4, 1993
Reforestadora Industrial de Antioquia -RIA	Medellín	Producir, transformar y comercializar productos maderables y no maderables de plantaciones forestales, buscando una alta rentabilidad y sostenibilidad.	6.84%	6.84%	Febrero 28, 2003
Electrificadora del Caribe S.A.	Barranquilla	Distribución y comercialización de energía eléctrica en el Caribe colombiano.	0.07%	0.07%	Junio 06, 1998
Colombia Móvil S.A. E.S.P.	Bogotá	Prestación y comercialización de servicios de comunicación personal (PCS) dentro del territorio nacional y en el exterior, y la prestación y comercialización de servicios de telefonía pública básica conmutada en las localidades definidas por el Ministerio de Comunicaciones	25.04%	25.04%	Enero 24, 2003
Transoriente S.A. E.S.P.	Bucaramanga	Transporte de gas combustible mediante la construcción, operación y mantenimiento de gasoductos troncales y ramales.	6.73%	6.73%	Marzo 24, 1994
Gas Natural del Oriente S.A. E.S.P.	Bucaramanga	Prestación del servicio público esencial de distribución de gas combustible domiciliario en cualquier parte del país.	10.00%	10.00%	Agosto 30, 1997

El valor de las inversiones registradas bajo el método de costo, con detalle del costo ajustado, la valorización y las provisiones asociadas, fueron:

### 2013

Entidad	Costo	Provisión	Neto	Valorización	Dividendos
Isagen S.A. E.S.P.	194,312	-	194,312	839,430	24,460
Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P.	187,035	-	187,035	877,088	21,170
Colombia Móvil S.A. E.S.P.	152,063	(83,435)	68,627	(36,643)	-
Hidroeléctrica Ituango S.A. E.S.P.	28,111	-	28,111	6,074	-
Gestión Energética S.A. E.S.P.	12,712	(12,104)	608	-	-
Transoriente S.A. E.S.P.	8,633	-	8,633	3,484	-
Gas Natural del Oriente S.A. E.S.P.	7,651	-	7,651	10,364	2,416
Reforestadora Industrial de Antioquia (RIA)	5,076	(125)	4,951	-	-
Electrificadora del Caribe S.A. E.S.P.	1,752	(347)	1,405	-	-
EPM Ituango S.A. E.S.P. en liquidación	946,398	-	946,398	-	-
Otros	17,679	(3,700)	13,978	59,230	27
<b>Total</b>	<b>1,561,421</b>	<b>(99,711)</b>	<b>1,461,710</b>	<b>1,759,027</b>	<b>48,073</b>

Cifras en millones de pesos colombianos

### 2012

Entidad	Costo	Provisión	Neto	Valorización	Dividendos
Isagen S. A. E.S.P.	194,311	-	194,311	702,995	27,577
Interconexión Eléctrica S. A. E.S.P.	187,035	-	187,035	893,978	20,156
Colombia Móvil S. A. E.S.P.	152,073	(81,622)	70,451	-	-
Hidroeléctrica Ituango S. A. E.S.P.	28,025	-	28,025	6,202	620
Gestión Energética S. A. E.S.P.	12,700	(12,092)	608	-	-
Transoriente S. A. E.S.P.	8,633	-	8,633	2,826	-
Gas Natural del Oriente S. A. E.S.P.	7,651	-	7,651	10,573	1,297
Reforestadora Industrial de Antioquia (RIA)	5,076	(129)	4,947	-	-
Electrificadora del Caribe S. A. E.S.P.	1,398	(340)	1,058	-	-
Otros	9,790	(5,332)	4,458	12,014	37
<b>Total</b>	<b>606,692</b>	<b>(99,515)</b>	<b>507,177</b>	<b>1,628,588</b>	<b>49,687</b>

Cifras en millones de pesos colombianos

(2) El movimiento de la provisión de inversiones fue:

Concepto	2013	20121
Saldo inicial	99,515	99,490
Incremento del año	787	3,390
Gasto provisión años anteriores	-	-
Reclasificación de provisión	-	-
Recuperación de provisiones	(591)	(3,365)
<b>Saldo final</b>	<b>99,711</b>	<b>99,515</b>

Cifras en millones de pesos colombianos

## Nota 16 Propiedades, planta y equipo, neto

El saldo de las propiedades, planta y equipo a 30 de septiembre de 2013 y 31 de diciembre de 2012 fue:

		2013	2012
<b>Construcciones en curso</b>	(1)	<b>2.480.354</b>	<b>1.634.074</b>
Plantas, ductos y túneles	(2)	7.906.412	7.779.364
Redes, líneas y cables	(2)	7.770.782	7.317.027
Edificaciones	(2)	3.048.995	2.970.508
Equipos de comunicación y computación		1.267.612	1.256.016
Maquinaria y equipo		660.750	469.191
Terrenos		197.991	227.676
Equipos de transporte, tracción y elevación		155.050	147.674
Bienes muebles en bodega		171.387	140.831
Muebles, enseres y equipo de oficina		116.017	112.862
Propiedades, planta y equipo no explotados		136.496	102.587
Maquinaria, planta y equipo en montaje		76.020	90.516
Propiedades, planta y equipo en tránsito		29.190	32.481
Equipo médico y científico		29.734	28.659
Propiedades, planta y equipo en mantenimiento		7.845	6.622
Otros		12.627	10.942
<b>Subtotal propiedad, planta y equipos</b>		<b>24.067.262</b>	<b>22.327.030</b>
<b>Depreciación acumulada</b>			
Plantas, ductos y túneles		(5.665.012)	(5.424.238)
Redes, líneas y cables		(3.400.338)	(3.054.715)
Equipos de comunicación y computación		(825.753)	(797.091)
Edificaciones		(757.659)	(652.597)
Maquinaria y equipo		(309.856)	(258.243)
Equipos de transporte, tracción y elevación		(115.834)	(105.754)
Muebles, enseres y equipo de oficina		(87.723)	(81.367)
Equipo médico y científico		(18.307)	(16.680)
Otros		(2.553)	(1.777)
<b>Depreciación acumulada (cr)</b>	(3)	<b>(11.183.035)</b>	<b>(10.392.462)</b>
Depreciación diferida		2.497.757	2.323.135
<b>Total depreciación</b>		<b>(8.685.278)</b>	<b>(8.069.327)</b>
Provisiones para protección de propiedades, planta y equipo (cr)	(4)	(110.978)	(103.291)
<b>Total propiedades, planta y equipo, neto</b>		<b>15.271.006</b>	<b>14.154.412</b>

Cifras en millones de pesos colombianos

- (1) Al 30 de septiembre de 2013 presentaron un incremento \$846,280, del 52%, con respecto diciembre de 2012 explicado por la adquisición de bienes y servicios. En el negocio de generación energía se realizaron inversiones, principalmente para la construcción de la Central Ituango relacionado con los túneles de acceso, desviación del río y las vías sustitutivas.
- (2) Corresponde a los componentes de la infraestructura operativa de los negocios de Generación, Transmisión y Distribución, Gas Natural, Acueducto, Saneamiento Aguas Residuales y Telecomunicaciones.

Las principales variaciones obedecen a la adquisición de bienes y servicios y a la capitalización de obras en infraestructura de los negocios de Energía, Aguas y Telecomunicaciones, relacionados con la reposición, modernización y automatización de subestaciones de energía por la compra de equipos para la infraestructura operativa. Así mismo, transformadores, seccionadores, pararrayos, tramos de circuitos de redes primarias y secundarias, equipos de protección y maniobra para la infraestructura operativa.

- (3) El movimiento de la depreciación se detalla a continuación:

	<b>2013</b>	<b>2012</b>
Saldo inicial	10.392.460	9.616.941
Incremento del periodo	586.082	831.817
Combinación de negocios	50.180	133.122
Ajuste por conversión	51.857	(65.238)
Depreciación diferida, neta	189.624	350.701
Retiros de propiedad, planta y equipo	(96.330)	(196.567)
Cargo años anteriores	4.455	131
Ajustes y eliminaciones	55.778	(206.454)
Otros	(51.070)	(71.993)
<b>Saldo final</b>	<b>11.183.036</b>	<b>10.392.460</b>

Cifras en millones de pesos colombianos

- (4) El movimiento de la provisión de la propiedad, planta y equipo fue:

	<b>2013</b>	<b>2012</b>
Saldo inicial	103.291	102.229
Incremento del periodo	8.701	25.307
Gasto provisión años anteriores	-	(13.387)
Reclasificación de la provisión	(980)	(10.440)
Retiro de propiedad, planta y equipo	(121)	(408)
Ajuste por conversión	2	(3)
Combinación de negocios	-	7.342
Otros	85	(7.349)
<b>Saldo final</b>	<b>110.978</b>	<b>103.291</b>

Cifras en millones de pesos colombianos

## Nota 17 Reserva financiera actuarial

El saldo de la reserva financiera actuarial a 30 de septiembre de 2013 y 31 de diciembre de 2012 fue:

Concepto		2013	2012
Encargos fiduciarios	*	708.017	741,441
<b>Total encargos fiduciarios</b>		<b>708.017</b>	<b>741,441</b>

Cifras en millones de pesos colombianos

(\*) Está conformado principalmente por los encargos fiduciarios en EPM, destacándose:

- Patrimonio Autónomo con Fiduciaria Davivienda S. A., para la administración de los recursos que destinará para el pago de las mesadas pensionales tanto de EPM como las derivadas de la conmutación pensional de EADE. El monto por el cual se constituyó el patrimonio fue de \$322,000.
- Consorcio EPM 2008, conformado por BBVA Fiduciaria S. A. con participación del 40%, BBVA Horizonte con participación del 40% y Fiduciaria Corficolombiana con participación del 20%, para garantizar el cubrimiento de las obligaciones generadas por los bonos pensionales, cuotas partes pensionales y el pago de indemnizaciones sustitutivas derivadas de los riesgos que regula el sistema general de pensiones.

## Nota 18 Otros activos

El saldo de otros activos a 30 de septiembre de 2013 y 31 de diciembre de 2012 fue:

		2013	2012
Bienes entregados a terceros	(1)	46.863	42.986
Cargos diferidos	(2)	16.226	15.980
<b>Total otros activos corrientes</b>		<b>63.089</b>	<b>58.966</b>
Intangibles	(3)	2.124.712	2.011.384
Cargos diferidos	(2)	480.076	464.907
Bienes entregados a terceros	(1)	387.920	351.811
Bienes y servicios pagados por anticipado		169.258	133.625
Derechos en fideicomisos	(4)	115.749	130.949
Obras y mejoras en propiedad ajena	(5)	127.810	130.585
Bienes adquiridos en leasing financiero		3.337	3.480
Bienes de arte y cultura		77	77
Bienes recibidos en dación de pago		26	-
<b>Total otros activos no corrientes</b>		<b>3.408.965</b>	<b>3.226.818</b>
Amortización intangibles	(3)	(804.207)	(716.945)
Amortización bienes entregados a terceros	(1)	(284.896)	(254.811)
Depreciación bienes adquiridos en leasing		(3.088)	(3.176)
Provisión sobre bienes entregados a terceros	(1)	(4)	(4)
<b>Total depreciaciones, amortizaciones y provisiones otros activos</b>		<b>(1.092.195)</b>	<b>(974.936)</b>
<b>Total otros activos no corrientes</b>		<b>2.316.770</b>	<b>2.251.882</b>
<b>Total otros activos, neto</b>		<b>2.379.859</b>	<b>2.310.848</b>

Cifras en millones de pesos colombianos

- (1) El saldo de bienes entregados a terceros a 30 de septiembre de 2013 y 31 de diciembre de 2012 fue:

		<b>2013</b>	<b>2012</b>
Bienes entregados en administración	(1.1)	356.462	313.418
Bienes entregados en comodato		49.746	54.754
Otros bienes entregados a terceros		28.575	26.625
<b>Subtotal bienes entregados a terceros</b>		<b>434.783</b>	<b>394.797</b>
<b>Amortización</b>	(1.2)	(284.896)	(254.811)
<b>Provisión</b>		(4)	(4)
<b>Total bienes entregados a terceros</b>		<b>149.883</b>	<b>139.982</b>

Cifras en millones de pesos colombianos

- (1.1) Presentó un incremento de \$43,044 (2012 - \$67,469), que corresponde principalmente a bienes entregados a los clientes de telecomunicaciones por parte de UNE EPM Telecomunicaciones S. A.
- (1.2) El movimiento de la amortización de bienes entregados a terceros fue:

	<b>2013</b>	<b>2012</b>
Saldo inicial	254.811	211.475
Incremento del periodo	51.935	77.319
Gasto ejercicios anteriores		
Retiros	(19.457)	(54.559)
Ajuste por conversión		
Combinación de negocios		7.422
Ajustes y eliminaciones	1.116	(2.749)
Otros incrementos (disminuciones)	(3.270)	15.903
<b>Saldo final</b>	<b>285.135</b>	<b>254.811</b>

Cifras en millones de pesos colombianos

- (2) El saldo de cargos diferidos a 30 de septiembre de 2013 y 31 de diciembre de 2012 fue:

		<b>2013</b>	<b>2012</b>
Impuesto diferido	(2.1)	363.967	337.587
Estudios y proyectos		78.034	67.828
Impuesto para preservar la seguridad democrática	(2.2)	20.838	28.427
Descuento en bonos y títulos de deuda pública externa de largo plazo	(2.3)	19.588	21.490
Prima en contratos de estabilidad jurídica	(2.4)	7.173	7.544
Gastos de organización y puesta en marcha		1.202	1.281
Otros cargos diferidos		5.500	16.730
<b>Total cargos diferidos</b>		<b>496.302</b>	<b>480.887</b>

Cifras en millones de pesos colombianos

- (2.1) Presentó un incremento de \$26,380 (2012 - \$107,423), principalmente por el reconocimiento en EPM matriz del derecho fiscal sobre el crédito mercantil por adquisición de empresas del exterior y la estrategia fiscal de UNE.
- (2.2) Corresponde al impuesto al patrimonio, conforme a la ley 1370 de 2009 en Colombia, para las empresas del Grupo que no poseían en su patrimonio revalorización del patrimonio para ser descontado. Este impuesto se amortizará hasta el año 2014.
- (2.3) Corresponde al descuento otorgado por la emisión de bonos internacionales (cupón de 7.625%), por el crédito de USD 500 millones. La prima se amortizará hasta su fecha de vencimiento en julio de 2019.
- (2.4) Corresponde a la prima pagada a la Nación por el contrato de estabilidad jurídica para la actividad de generación energía de EPM matriz. Se suscribió a un plazo de veinte (20) años y su valor fue equivalente al 0.5% del valor de las inversiones realizadas en período improductivo y el 1% en la etapa de operación. El monto inicial ascendió a \$9,894.
- (3) El saldo de intangibles a 30 de septiembre de 2013 y 31 de diciembre de 2012 fue:

		<b>2013</b>	<b>2012</b>
Crédito mercantil y know how	(3.1)	1.232.746	1.197.866
Software, licencias, derechos		849.047	786.533
Marcas, concesiones y franquicias		24	2.088
Servidumbres		14.536	14.157
Otros intangibles		28.360	10.741
<b>Subtotal intangibles</b>		<b>2.124.713</b>	<b>2.011.385</b>
Menos amortización crédito mercantil y know how	(3.1)	(337.938)	(321.472)
Menos amortización software, licencias, derechos		(453.549)	(378.131)
Menos amortización marcas, concesiones y franquicias		(3)	(2.068)
Menos amortización servidumbres y otros		(12.718)	(15.275)
<b>Subtotal amortización</b>	(3.2)	<b>(804.208)</b>	<b>(716.946)</b>
<b>Total intangibles</b>		<b>1.320.505</b>	<b>1.294.439</b>

Cifras en millones de pesos colombianos

(3.1) La composición del crédito mercantil fue la siguiente:

<b>Empresa</b>	<b>Costo</b>	<b>Amortización</b>	<b>Valor Neto</b>
Distribución Eléctrica Centroamericana DOS (II) S.A.	336,140	(21,785)	314,355
EPM Ituango S.A. E.S.P.	177,667	-	177,667
Panama Distribution Group	109,883	(15,988)	93,895
Emtelsa S.A. E.S.P.*	51,850	(12,098)	39,752
Promisión S.A. E.S.P.*	85,513	(33,384)	52,129
Empresa de Telecomunicaciones de Pereira S.A. E.S.P.	79,081	(79,081)	-
Edatel S.A. E.S.P.**	68,786	(53,894)	14,892
Costavisión S.A. E.S.P.*	65,453	(15,272)	50,181
Orbitel S.A. E.S.P.	55,869	(25,300)	30,569
UNE EPM Telecomunicaciones S.A.**	37,144	(21,014)	16,130
Del Sur S.A. de C.V.	43,638	(9,527)	34,111
Empresa de Energía del Quindío S.A. E.S.P. (EDEQ)	23,923	(22,367)	1,556
Emtelco S.A.	20,929	(20,133)	796
Gestión de Empresas Eléctricas S.A.	17,682	(1,115)	16,567
UNE EPM Bogotá S.A.	6,409	(6,384)	25
Tecnología Intercontinental S.A. de C.V. (TICSA)	13,889	-	13,889
Hidroecológica del Teribe S.A.	6,032	-	6,032
Central Hidroeléctrica de Caldas S.A. E.S.P. (CHEC)	593	(593)	-
Aguas de Malambo S.A. E.S.P.	64	(3)	61
Espíritu Santo Energy S. de R.L.	32,200	-	32,200
<b>Total crédito mercantil</b>	<b>1,232,745</b>	<b>(337,938)</b>	<b>894,808</b>

Cifras en millones de pesos colombianos

(\*) De acuerdo con un concepto de la CGN, proferido en diciembre de 2007, el good will generado por el mayor precio pagado por un valor representativo de capital con relación a su valor intrínseco, solo se puede registrar cuando las empresas se fusionan de manera efectiva. Para el caso de Emtelsa, Promisión y Costavisión, la amortización generada comenzó en enero de 2009.

(\*\*) Corresponde a Know How.

(3.2) El movimiento de la amortización se detalla a continuación:

	<b>2013</b>	<b>2012</b>
Saldo inicial	716,946	826,844
Incremento del año	86,666	259,291
Retiro de intangibles	(28,180)	(369,189)
Combinación de negocios	-	-
Otras disminuciones	-	-
<b>Saldo final</b>	<b>775,432</b>	<b>716,946</b>

Cifras en millones de pesos colombianos

- (4) Derechos en fideicomiso son los recursos entregados por las empresas del grupo a compañías encargadas de la administración de patrimonios autónomos.
- (5) Las obras y mejoras en propiedad ajena incluyen las adecuaciones en algunas oficinas de atención al cliente en las diferentes zonas.

## Nota 19 Valorizaciones

El saldo de valorizaciones a 30 de septiembre de 2013 y 31 de diciembre de 2012 fue:

		<b>2013</b>	<b>2012</b>
Inversiones patrimoniales		1.759.026	1.628.588
Propiedad, planta y equipo	(*)	9.018.071	8.855.757
Otros activos		53.482	53.481
<b>Total valorizaciones</b>		<b>10.830.579</b>	<b>10.537.826</b>

Cifras en millones de pesos colombianos

(\*) A 30 de septiembre comprendió lo siguiente:

		<b>2013</b>	<b>2012</b>
Plantas, ductos y túneles		3.281.978	3.192.990
Redes, líneas y cables		2.897.227	2.819.167
Edificaciones		1.307.433	1.306.880
Terrenos		1.373.817	1.373.104
Equipos de comunicación y computación		58.988	64.243
Equipos de transporte, tracción y elevación		47.167	48.177
Maquinaria y equipo		33.787	33.543
Muebles enseres y equipo de oficina		17.273	17.150
Equipo médico y científico		361	462
Equipos de comedor, cocina, despensa y hotelería		40	41
<b>Total valorización propiedad, planta y equipo</b>		<b>9.018.071</b>	<b>8.855.757</b>

Cifras en millones de pesos colombianos

## Pasivos

### Nota 20 Operaciones de crédito público

El saldo de operaciones de crédito público a 30 de septiembre de 2013 y 31 de diciembre de 2012 fue:

		2013	2012
Operaciones de endeudamiento interno	(1)	236.382	21.396
Operaciones de endeudamiento externo	(2)	336.683	213.377
<b>Operaciones de crédito público corrientes</b>		<b>573.065</b>	<b>234.773</b>
Operaciones de endeudamiento interno	(1)	2.786.776	2.749.766
Operaciones de endeudamiento externo	(2)	5.094.313	4.567.173
<b>Operaciones de crédito público no corrientes</b>		<b>7.881.089</b>	<b>7.316.939</b>
<b>Total operaciones de crédito público</b>		<b>8.454.154</b>	<b>7.551.712</b>

Cifras en millones de pesos colombianos

#### (1) Operaciones de endeudamiento interno:

		2013	2012
Operaciones de endeudamiento interno corrientes		236.382	21.396
Operaciones de endeudamiento interno no corrientes		2.786.776	2.749.766
<b>Total operaciones de crédito público</b>		<b>3.023.158</b>	<b>2.771.162</b>

Cifras en millones de pesos colombianos

2013				2012	
Empresa Deudora	Tasa de Interés	Pesos (Millones)	Tasa de Interés	Pesos (Millones)	
EPM Bonos *	DTF + 1.49% a 2.59%, IPC + 3.25% a 7.12%, Fija 10.80% a 13.80%	1.295.710	DTF + 1.49% a 2.59%, IPC + 3.25% a 7.12%, Fija 10.80% a 13.80%	1.295.710	
UNE Bonos **	IPC + 3.67% a 5.10%	600.000	IPC + 3.67% a 5.10%	600.000	
EPM Davivienda (Club Deal)	DTF + 2.7%	270.000	DTF + 3.4%	270.000	
EPM BBVA (Club Deal)	DTF + 2.7%	180.000	DTF + 3.4%	180.000	
ESSA Banco de Bogotá	DTF + 2,8%	155.500			
EPM Banco Santander (Club Deal)	DTF + 2.7%	72.000	DTF + 3.4%	72.000	
CENS Bancolombia Y Banco de Bogotá	DTF + 3.0%	75.000	DTF + 3.3% - DTF + 3.0%	80.000	
UNE Sindicato Local	DTF + 3.45%	300.000	DTF + 3,9%	200.000	
EPM Helm Bank (Club Deal)	DTF + 2.7%	35.000	DTF + 3.4%	35.000	
AGUAS DE URABÁ Helm Bank y Banco Popular	DTF - 1% - DTF + 3.9%	14.979	DTF - 1% - DTF + 3.9%	11.594	
EDEQ Bancolombia y BBVA	DTF + 2.45% - DTF + 2.9%	21.425	DTF + 2.45% - DTF + 2.9%	13.300	
CHEC, AGUAS DE OCCIDENTE, EDATEL Icel y Bancolombia	DTF + 3.5%, Fija 6.5% - 6,87%	3.544	DTF - 1.0% a 5.10%, Fija 6.5%	13.558	
<b>TOTAL</b>		<b>3.023.158</b>		<b>2.771.162</b>	

Cifras en millones de pesos colombianos

\* Los bonos EPM no tienen garantía e incluían: i) \$1.000.000 millones cuya subasta se celebró entre noviembre de 2008 y marzo de 2009, con vencimiento entre los años 2011 y 2024, y ii) \$500.000 millones cuya subasta se llevó a cabo el 14 de diciembre de 2010, con vencimiento en los años 2016, 2022 y 2030.

\*\* Este rubro corresponde a bonos sin garantía cuyas subastas se llevaron a cabo así: i) \$300.000 millones en marzo 12 de 2010 con vencimiento en 2015 y 2020 y ii) \$300.000 millones en octubre 20 de 2011 con vencimientos en 2016 y 2023.

(2) Operaciones de endeudamiento externo:

	2013	2012
Operaciones de endeudamiento externo corrientes	336.683	213.377
Operaciones de endeudamiento externo no corrientes	5.094.313	4.567.173
<b>Total operaciones de crédito público</b>	<b>5.430.996</b>	<b>4.780.550</b>

Cifras en millones de pesos colombianos

2.013					2.012				
Empresa Deudora	Tasa de Interés	Moneda Original	Saldo Moneda Original	Equivalente en Pesos	Tasa de Interés	Moneda Original	Saldo Moneda Original	Equivalente en Pesos	
EPM	Bonos *	7.625%	USD	500	957.325	7.625%	USD	500	884.115
EPM	Bonos **	8.375%	COP	1.250.000	1.250.000	8.375%	COP	1.250.000	1.250.000
EPM	IFC	Libor + 1.875% - 2.15%	USD	349	668.213	Libor + 1.875% - 2.15%	USD	349	617.112
EPM	AFD ***	4,32%	USD	195	373.357				
EPM	BID 1664	Libor + 1.05%	USD	192	368.202	Libor + 1.05%	USD	200	353.646
EPM	Bank of Tokyo y BBVA Tokyo	Libor + 0,95%	USD	167	319.103	Libor + 0,95%	USD	183	324.173
ENSA	Bonos	7,6%	USD	100	191.465	7,6%	USD	100	176.823
EPM	BID 2120	Libor	USD	99	188.851	Libor	USD	99	174.409
EPM	BID 800	Libor + 1.43%	USD	49	93.012	Libor + 1.43%	USD	57	100.215
EPM	BID 792	Libor + 1.43%	USD	29	55.431	Libor + 1.43%	USD	58	102.384
EEGSA	Citibank	8,5%	USD	97	186.171	8,25%	USD	97	171.934
EEGSA	Banco Industrial	Tasa Activa - 6.56%	GTQ	497	119.846	Tasa activa - 5.30%	GTQ	497	111.120
EEGSA	Banco G&T Continental	Tasa Activa - 6.56%	GTQ	323	77.854	Tasa activa - 5.50%	GTQ	323	72.185
UNE	Sindicado JPMorgan	Libor + 2%	USD	0	0	Libor + 1.75%	USD	47	82.517
EEGSA	Banco Agromercantil de Guatemala	Tasa Activa - 6.56%	GTQ	175	42.233	Tasa Activa - 6.56%	USD	175	39.158
DEL SUR	Bonos	Min 5% - Max 8%	USD	21	40.208	Min 5% - Max 8%	USD	21	37.133
EEGSA	Otros	Tasa Activa - 6.56% - 5.29%	GTQ	203	49.047	Tasa activa - 5.30% y 5.80%	GTQ	163	36.550
EPM, HET	Otros	Libor + 2%, Fija de 7% a 9%	USD	9	17.046	Libor + 0.4%, Fija de 7% a 9.15%	USD	10	17.254
TICSA****	Banamex	10,00%	MXN	15	2.207				
TICSA****	Santander	TIIE + 4.5%	MXN	12	1.734				
TICSA****	Banobras	Tasa Fija 8,3%, 9%, 11.5%	MXN	201	29.588				
TICSA****	Interacciones	TIIE+3.00%- 3.90% - 4.07% - 4.5%	MXN	785	115.528				
TICSA****	Banorte	TIIE+4.00%	MXN	125	18.439				
ENSA	Otros	Libor + 1.25% a 2.375%	USD	105	201.038	Libor + 1.25% a 2.375%	USD	100	176.823
DEL SUR	Otros	Min 4.5% - Max 6.5%, Fija 6.50% Tasa Activa - 5.50%	USD	34	65.098	Min 4.5% - Max 6.5%, Fija 6.50% - Tasa Activa - 6%	USD	30	52.998
<b>TOTAL</b>				<b>5.430.996</b>				<b>4.780.550</b>	

Cifras en millones de pesos colombianos

(\*) Bonos sin garantía emitidos en julio de 2009, listados en la bolsa de Luxemburgo Euro MTF, colocados en los mercados de Estados Unidos, Europa, Asia y Latinoamérica, con vencimiento en julio de 2019. Se encuentran exentos del cumplimiento de covenants financieros por contar con doble calificación grado de inversión otorgada por Fitch Ratings y Moody's.

(\*\*) EPM emitió en Enero de 2011, bonos globales en pesos en el mercado internacional de capitales, por un monto de \$1.250.000 millones, destinado al plan de inversiones generales. La emisión, que recibió una calificación de grado de inversión de Baa3 por

Moody's y BBB- por Fitch Ratings, fue colocada a un rendimiento de 8.5% con un vencimiento a febrero 1 de 2021 y un cupón de 8.375%.

(\*\*\*) En el mes de septiembre el Grupo EPM incursionó en el mercado mexicano de aguas, con la capitalización de USD 113 millones a la firma Tecnología Intercontinental SAPI de CV, TICSА, equivalentes al 80% de las acciones de la sociedad, por intermedio de la filial EPM Capital México SA de CV.

## **Covenants relacionados con préstamos**

### **1. Bank of Tokyo Mitsubishi y Banco Bilbao Vizcaya Argentaria Tokyo con Garantía del Japan Bank for International Cooperation JBIC:**

- (Razón deuda contra EBITDA) EPM no debe permitir que la razón de Deuda Financiera Total contra EBITDA sea superior a 3,5 a 1.
- (Razón deuda contra capital) EPM no debe permitir que la razón de la Deuda Financiera de Largo Plazo total contra Capital sea superior a 1,5 a 1.

### **2. Banco Interamericano de Desarrollo "BID"**

- Razón deuda total contra EBITDA del Grupo EPM debe ser menor o igual a 3,5.
- Relación entre deuda de largo plazo y activos del Grupo EM no debe exceder 1,5 veces sus activos.

### **3. Corporación Financiera Internacional "IFC"**

- Razón Deuda Total contra EBITDA de EPM debe ser menor o igual a 3.5 veces.
- Relación Cobertura de Intereses debe ser mayor a 3 veces.

### **4. Agencia Francesa de Desarrollo**

- Razón deuda total contra EBITDA del Grupo EPM debe ser menor o igual a 3,5.
- Relación Cobertura de Intereses debe ser mayor a 3 veces.

### **5. Crédito de EGGSA con el Citibank**

- Razón deuda total contra EBITDA debe ser menor o igual a 5 veces.
- Relación Ebitda / Gastos financieros deber ser superior a 3 veces.

Para el 30 de septiembre de 2013, el Grupo EPM estaba en el cumplimiento de estos pactos.

El detalle de los vencimientos de las obligaciones financieras no corrientes por año es el siguiente:

Año	Dólares americanos (miles)	Quetzales (miles)	Pesos Mexicanos (miles)	Pesos Colombianos (millones)	Equivalente en pesos (millones)
2013	12.699	37.535	57.946	5.976	47.874
2014	261.032	4.714	131.086	306.602	826.813
2015	147.684	7.071	139.266	273.273	578.235
2016	158.779	166.657	148.096	396.577	762.596
2017	102.112	166.657	170.511	192.011	452.830
2018 en adelante	1.262.969	814.800	491.395	3.098.718	5.785.806
<b>Total</b>	<b>1.945.275</b>	<b>1.197.434</b>	<b>1.138.300</b>	<b>4.273.157</b>	<b>8.454.154</b>

## Nota 21 Operaciones de cobertura

El saldo de las operaciones de cobertura de crédito a 30 de septiembre de 2013 y 31 de diciembre de 2012 fue:

	2013	2012
Obligaciones en contratos derivados	139.385	254.893
Derechos en contratos derivados (DB)	(106.082)	(179.182)
<b>Operaciones de cobertura corrientes</b>	<b>33.303</b>	<b>75.711</b>
Obligaciones en contratos derivados	141.028	274.969
Derechos en contratos derivados (DB)	(104.727)	(189.531)
<b>Operaciones de cobertura no corrientes</b>	<b>36.301</b>	<b>85.438</b>
<b>Total operaciones de cobertura (*)</b>	<b>69.604</b>	<b>161.149</b>

Cifras en millones de pesos colombianos

(\*) El detalle de vencimientos de las operaciones de cobertura no corriente por año es el siguiente:

Año 2013	Derechos contractuales	Obligaciones contractuales	Neto
2013	0	0	0
2014	106.082	139.385	(33.303)
2015	49.203	56.755	(7.552)
2016	55.525	84.274	(28.749)
<b>Total</b>	<b>210.810</b>	<b>280.414</b>	<b>(69.604)</b>

Cifras en millones de pesos colombianos

Año 2012	Derechos contractuales	Obligaciones contractuales	Neto
2013	179,182	(254,893)	(75,711)
2014	92,812	(133,940)	(41,128)
2015	45,440	(56,755)	(11,315)
2016	51,278	(84,273)	(32,995)
<b>Total</b>	<b>368,712</b>	<b>(529,861)</b>	<b>(161,149)</b>

Cifras en millones de pesos colombianos

## Nota 22 Cuentas por pagar

El saldo de cuentas por pagar a 30 de septiembre de 2013 y 31 de diciembre de 2012 fue:

		2013	2012
Adquisición de bienes y servicios nacionales	(*)	1.413.325	680.303
Adquisición de bienes y servicios del exterior		341.065	314.763
Acreedores		412.405	373.318
Intereses por pagar		153.623	187.048
Otras cuentas por pagar		20.649	36.391
<b>Cuentas por pagar corrientes</b>		<b>2.341.067</b>	<b>1.591.823</b>
Adquisición de bienes y servicios nacionales		6.524	16.205
Adquisición de bienes y servicios del exterior		0	0
Otras cuentas por pagar		324.616	96.395
<b>Cuentas por pagar no corrientes</b>		<b>331.140</b>	<b>112.600</b>
<b>Total cuentas por pagar</b>		<b>2.672.207</b>	<b>1.704.423</b>

Cifras en millones de pesos colombianos

(\*) Se presentó incremento en las cuentas por pagar de proyectos de inversión, asociado al aumento de las operaciones para el desarrollo del proyecto hidroeléctrico Ituango.

## Nota 23 Impuestos, contribuciones y tasas por pagar

El saldo de los impuestos, contribuciones y tasas por pagar a 30 de septiembre de 2013 y 31 de diciembre de 2012 fue:

		2013	2012
Impuesto de renta	(1)	84.552	398.352
Impuesto al patrimonio	(2)	108.015	145.952
Retención en la fuente		43.414	57.993
Impuesto a las ventas		24.501	21.151
Impuesto de industria y comercio		39.251	39.697
Otros impuestos, contribuciones y tasas		57.628	59.901
<b>Impuestos, contribuciones y tasas por pagar corrientes</b>		<b>357.361</b>	<b>723.046</b>
Impuesto al patrimonio	(2)	41.036	152.141
Impuesto a las Ventas en importaciones temporales	(3)	491	20.663
Otros impuestos, contribuciones y tasas		20.580	0
<b>Impuestos, contribuciones y tasas por pagar no corrientes</b>		<b>62.107</b>	<b>172.804</b>
<b>Total impuestos, contribuciones y tasas por pagar</b>		<b>419.468</b>	<b>895.850</b>

Cifras en millones de pesos colombianos

- (1) Impuesto sobre la renta: las disposiciones fiscales aplicables y vigentes, establecen lo siguiente:
- La tasa nominal del impuesto sobre la renta es del 34% para la matriz y las filiales nacionales a excepción de Orbitel Servicios Internacionales, que por ser una

empresa ubicada en Zona Franca tiene una tasa nominal de impuestos del 15%. Para las filiales de Guatemala, el impuesto se determina por el Régimen Optativo (tarifa del 31% sobre la renta imponible determinada sobre la base de los ingresos netos) ó por el Régimen General (Tarifa del 5% sobre los ingresos brutos y del 10% por las ganancias de capital); para las filiales de El Salvador el 30% para las empresas con rentas gravables mayores a US\$150.000 y el 25% para las que no sobrepasen dicho tope y el 30% para las filiales de Panamá.

- b. Las empresas de servicios públicos domiciliarios no se encuentran sometidas al sistema de renta presuntiva determinado a partir del patrimonio líquido fiscal del año inmediatamente anterior.
- c. Durante 2012 EPM presentó operaciones con sus vinculadas en el exterior lo cual la obliga a cumplir con la normatividad de Precios de Transferencia; de igual forma UNE y OSI celebraron operaciones con sus partes relacionadas en el extranjero. Por tal razón las mencionadas empresas del Grupo se encuentran obligadas a preparar el estudio de precios de transferencia y la declaración informativa individual. En el año 2012 fue expedida en Panamá la Ley 52, que contempla obligaciones en materia de precios de transferencia aplicables a las operaciones con vinculados económicos.
- d. La Matriz del Grupo EPM utiliza la deducción fiscal denominada "Deducción especial por inversiones en activos fijos productivos", equivalente al 40% de las inversiones realizadas durante el año fiscal. Este beneficio continúa para la casa matriz con ocasión al contrato de estabilidad jurídica firmado con el Gobierno Nacional en el año 2008. Tal beneficio contempla la condición de aplicar el sistema de depreciación por línea recta sobre los activos sujetos a esta deducción; si los mismos se venden o dejan de ser utilizados en la actividad productora de renta antes del vencimiento del término de su vida económica, será obligatorio para la empresa reembolsar el valor de la deducción solicitada en proporción a la vida útil restante del bien en la declaración de renta del período fiscal en el que se presenta tal hecho. Este beneficio es trasladado a los accionistas mediante el incremento de los dividendos no gravados.
- e. Con la entrada en vigencia del Decreto 957 de diciembre de 2011 que modificó la Ley del ISR de El Salvador, se gravó con una retención del 5% los dividendos que se paguen o que se acrediten a los socios o accionistas.

La relación de la renta gravable neta por todo el Grupo Empresarial al 30 de septiembre de 2013 y 31 de diciembre de 2012, se muestra a continuación:

		2013	2012
	<b>Ganancia antes de provisión para impuesto sobre la renta</b>	<b>1,742,805</b>	<b>1,838,840</b>
Menos	Ganancia antes de provisión para impuesto sobre la renta Guatemala ISR 5%(*)	31,319	14,561
<b>Más</b>	<b>Partidas que incrementan la renta</b>		
	Gasto no deducible por Impuesto al Patrimonio	13,370	12,417
	Valoración Inversiones Método Lineal	32,021	85,571
	Otros gastos no deducibles	347,116	115,695
	Aumento de provisiones no deducibles	59,628	122,330
	Dividendos recibidos de empresas donde se tiene control	862,788	410,134
	Costos y gastos de ejercicios anteriores	11,121	27,261
	<b>Total partidas que aumentan la renta líquida gravable</b>	<b>1,326,044</b>	<b>773,408</b>
<b>Menos</b>	<b>Partidas que disminuyen la renta</b>		
	Deducción especial del 40% de inversión en el año	186,136	37,086
	Exceso depreciación Propiedades, planta y equipo(**)	348,485	343,152
	Ingresos no gravables	345,039	348,327
	Ingresos no constitutivos de renta-Dividendos	773,492	231,826
	Utilidad Valoración Inversiones de Liquidez	15,335	56,727
	<b>Total partidas que disminuyen la renta líquida</b>	<b>1,668,487</b>	<b>1,017,118</b>
	<b>Renta líquida ordinaria del ejercicio</b>	<b>1,369,043</b>	<b>1,580,569</b>
<b>Menos</b>	Renta Exenta	6,064	50,176
	Compensaciones	0	0
<b>Mas</b>	Renta líquida especial	208	836
	<b>Renta líquida Gravable</b>	<b>1,363,187</b>	<b>1,529,557</b>

Considerando las diferentes tasas de impuesto sobre la renta, el detalle de la liquidación de la provisión para el año 2013, es el siguiente:

	Tarifa 34%	Tarifa 31%	Tarifa 30%	Tarifa 15%	Total
<b>Renta líquida Gravable</b>	<b>1,168,090</b>	<b>82,552</b>	<b>101,257</b>	<b>11,288</b>	<b>1,363,187</b>
Provisión para impuesto sobre la renta corriente antes de descuentos	404,838	25,248	30,472	1,693	462,251
Descuentos Tributarios -acueducto y alcantarillado/ Rtefte Exterior(***)	45,695	0	0	0	45,695
<b>Provisión para impuesto sobre la renta corriente (1)</b>	<b>359,143</b>	<b>25,248</b>	<b>30,472</b>	<b>1,693</b>	<b>416,556</b>
<b>Impuesto sobre la Ganancia Ocasional</b>	<b>17</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>17</b>
Cargo a resultados neto por impuesto diferido	77,922	0	2,523	0	80,445
<b>Provisión impuesto sobre la renta a Resultados</b>	<b>437,082</b>	<b>25,248</b>	<b>32,995</b>	<b>1,693</b>	<b>497,018</b>
(+) ISR 5% sobre Renta Imponible (****)	0	0	0	0	3,740
<b>TOTAL IMPUESTO SOBRE LA RENTA</b>					<b>500,758</b>

El detalle de la liquidación de la provisión para impuesto sobre la renta en el año 2012 fue la siguiente:

<b>Renta líquida</b>	<b>1,529,557</b>
Tarifa de renta	
33% Provisión para impuesto sobre la renta corriente antes de descuentos	507,085
31% Provisión para impuesto sobre la renta corriente antes de descuentos	26,471
30% Provisión para impuesto sobre la renta corriente antes de descuentos	33,183
15% Provisión para impuesto sobre la renta corriente antes de descuentos	811
Descuentos tributarios - acueducto y alcantarillado (***)	76,210
<b>Provisión para impuesto sobre la renta corriente</b>	<b>491,340</b>
Impuesto sobre la Ganancia Ocasional	0
Cargo a resultados neto por impuesto diferido	-38,692
ISR 5% sobre renta imponible	3,276
<b>Provisión impuesto sobre la renta a resultados</b>	<b>455,924</b>

Cifras en millones de pesos colombianos

(\*) Se excluye de la depuración de la renta líquida debido a que algunas filiales de Guatemala tributan sobre el 5% de sus ingresos y no a la tarifa del 31% sobre las rentas gravables.

(\*\*) El exceso de depreciación fiscal sobre la contable corresponde a: (i) la utilización de vidas útiles diferentes, (ii) la aplicación del método de depreciación por reducción de saldos y turnos adicionales y (iii) al incremento de la base de depreciación por la adición en el costo de los ajustes por inflación históricos (2001-2006), toda vez que a partir de esa fecha fueron suspendidos por disposición legal.

(\*\*\*) En Colombia, el descuento por inversión en empresas de acueducto y alcantarillado regionales está consagrado en el Artículo 104 de la Ley 788 de 2002, equivalente al 40% del capital efectivamente pagado con el fin de ampliar la cobertura del servicio.

(\*\*\*\*) Impuesto calculado con base en los ingresos.

Los movimientos del impuesto diferido durante el año fueron los siguientes:

	<b>2013</b>	<b>2012</b>
Saldo inicial del impuesto diferido activo	337,587	228,467
Saldo inicial del impuesto diferido pasivo	(878,073)	(804,126)
<b>Subtotal</b>	<b>(540,486)</b>	<b>(575,659)</b>
Ajuste neto en resultados del período	(80,445)	7,579
Ajuste impuesto diferido con cargo a ejercicios anteriores	37,235	27,594
Saldo final del impuesto diferido activo	363,966	337,587
Saldo final del impuesto diferido pasivo	(947,662)	(878,073)
<b>Total impuesto diferido, neto</b>	<b>(583,696)</b>	<b>(540,486)</b>

Cifras en millones de pesos colombianos

La conciliación entre el patrimonio contable y fiscal al 30 de septiembre de 2013 y 31 de diciembre de 2012, se presenta a continuación:

		<b>2013</b>	<b>2012</b>
	<b>Patrimonio contable</b>	<b>21,452,207</b>	<b>21,059,729</b>
<b>Menos</b>			
	Valorización de activos	(10,830,579)	(10,537,826)
	Ajustes por inflación depreciación y amortización fiscal	(2,480,748)	(2,589,913)
	Exceso de depreciación fiscal	(2,497,757)	(3,132,030)
	Impuesto de renta por pagar	169,579	(249,960)
	Corrección Monetaria diferida crédito - neta	(39,916)	(70,963)
	Impuesto diferido - activo	(363,966)	(337,586)
		<b>(16,043,387)</b>	<b>(16,918,278)</b>
<b>Más</b>			
	Ajustes por inflación fiscal	3,847,121	4,383,764
	Impuesto diferido - pasivo	947,662	878,073
	Cálculo actuarial	56,059	88,907
	Provisiones y contingencias	403,270	446,147
	Provisión propiedad, planta y equipo	110,977	103,291
	Provisión deudas	273,885	247,649
	Provisión inversiones	99,710	99,515
		<b>5,738,684</b>	<b>6,247,346</b>
	<b>Patrimonio líquido Fiscal</b>	<b>11,147,504</b>	<b>11,924,831</b>

- (2) Corresponde a la causación del impuesto al patrimonio por pagar en los años 2013 y 2014.
- (3) Corresponde al IVA por pagar por las importaciones temporales de bienes.

De manera general, las declaraciones del impuesto sobre la renta del Grupo EPM para los años 2011 y 2012 se encuentran abiertas a revisión por parte de las autoridades fiscales. La Administración de EPM y de las filiales, así como sus asesores jurídicos, consideran que los montos registrados son suficientes y no es probable que surjan mayores pasivos de los registrados.

### **Contratos de estabilidad jurídica**

EPM Matriz celebró un contrato de estabilidad jurídica en Colombia con base en la Ley 963 de 2005 (para el negocio de Generación de energía), el contrato protege a EPM frente a cambios tributarios adversos y le permite usar las reglas que le sean favorables, las principales normas estabilizadas son:

- Tasa de impuesto de renta del 33%.
- Impuesto al patrimonio hasta 2010.
- Deducción especial del 40% sobre la inversión en activos reales fijos productivos.
- Deducción especial por inversiones en ciencia y tecnología y ambientales.
- Otras reglas básicas en la determinación de ingresos.

El contrato tiene un término de 20 años a partir de junio de 2008.

## Nueva normatividad

### Reforma tributaria y medidas de emergencia

Los principales cambios incorporados por la Ley 1607 de 2012, se resumen en:

- **Impuesto sobre la renta:** Se modifica la anterior tarifa del impuesto sobre la renta del 33%, la cual se reduce al 25% y se establece un nuevo tributo denominado Impuesto a la renta para la equidad (CREE) con una tarifa del 9% para los años 2013 a 2015 y del 8% a partir de 2016. Para los contribuyentes del CREE se establece la exoneración de los aportes al SENA (2%), ICBF (3%) a partir del 1 de julio del 2013 y salud (8,5%), respecto de empleados (nuevos y antiguos) que devenguen hasta 10 salarios mínimos legales mensuales.
- **Impuesto de ganancias ocasionales:** En relación con este impuesto se ha rebajado la tarifa del 33% al 10% para las personas jurídicas y asimiladas. Esto aplica en la venta de activos fijos poseídos por EPM por más de dos (2) años. Sin embargo, para las loterías, rifas, apuestas y similares, la tarifa de impuesto sigue siendo del 20%.
- **Impuesto sobre las ventas –IVA-:**
  - \* Se reduce el número de tarifas existentes a solo tres: 0%, 5% y 16%.
  - \* Los servicios de vigilancia, temporales e integrales de aseo y cafetería tendrán IVA del 16%, pero aplicado al margen de AIU, que en ningún caso podrá ser menor al 10% del valor del contrato.
  - \* Las operaciones cambiarias de compra venta de divisas, lo mismo que las operaciones cambiarias sobre instrumentos derivados financieros han quedado excluidas del IVA.

Estos cambios en el IVA serán aplicables a los contratos que se adjudiquen a partir del 1º de enero de 2013. Los contratos que actualmente se están ejecutando o que ya han sido adjudicados continuarán con la tarifa y la base gravable de IVA que estaban vigentes al momento de su adjudicación. Cuando estos contratos sean modificados o prorrogados, se les aplicarán los cambios normativos arriba señalados.

- **Nuevo impuesto nacional al consumo:** A partir de enero 1º de 2013 se crea el impuesto nacional al consumo, que aplicará a la prestación del servicio de telefonía móvil (4%), algunos vehículos (8% y 16%) y al servicio de expendio de comidas y bebidas preparadas en restaurantes, cafeterías, autoservicios, heladerías, fruterías, pastelerías y panaderías (8%).

### Reforma Tributaria Guatemala:

Los principales cambios que trajo consigo la reforma del impuesto sobre la renta (Decreto 10-2012), cuyos efectos inician a partir del 1 de enero de 2013 son:

- Modificación de la tarifa para la determinación de la renta imponible de actividades lucrativas de la siguiente manera:

Año gravable 2013: 31%

Año gravable 2014: 28%

Año gravable 2015: 25%

- Modificación de la tarifa para la determinación del impuesto sobre Rentas de capital, Ganancias y pérdidas de capital:
  - \* Rentas de capitales inmobiliarias y mobiliarias: Tarifa 10% (antes gravadas en el régimen general a tarifa del 5% y en el régimen optativo a tarifa del 31%).
  - \* Ganancias de capital: Tarifa 10% (antes gravadas en el régimen general a tarifa del 10% y en el régimen optativo a tarifa del 31%).
  - \* Distribución de dividendos, ganancias y utilidades: Tarifa 5%. En la Ley anterior no se encontraban gravadas.

## Nota 24 Obligaciones laborales

El saldo de las obligaciones laborales a 30 de septiembre de 2013 y 31 de diciembre de 2012 fue:

		2013	2012
Cesantías	(1)	49.219	47.192
Prima de vacaciones	(2)	42.992	31.654
Vacaciones		29.767	24.270
Intereses sobre cesantías		6.508	9.682
Nómina por pagar		10.983	7.637
Otras primas		12.187	5.344
Otros salarios y prestaciones sociales		53.573	6.813
<b>Obligaciones laborales corrientes</b>		<b>205.229</b>	<b>132.592</b>
Cesantías	(1)	33.605	35.672
Otras primas	(3)	28.030	28.164
Indemnizaciones		8.523	7.313
Otros salarios y prestaciones sociales		17	13
<b>Obligaciones laborales no corrientes</b>		<b>70.175</b>	<b>71.162</b>
<b>Total obligaciones laborales</b>		<b>275.404</b>	<b>203.754</b>

Cifras en millones de pesos colombianos

- (1) La porción corriente corresponde a las cesantías de los empleados que se trasladarán a los fondos de cesantías antes del 14 de febrero de 2013. La porción no corriente corresponde a las cesantías de los empleados del régimen anterior.
- (2) Corresponde a la prima que se entrega a los empleados de EPM y UNE EPM Telecomunicaciones S. A. que disfrutaron de vacaciones, equivalente 32 días de salario ordinario por cada año de servicio y proporcionalmente por fracción de año. La prima especial de junio se tiene en cuenta, como factor de liquidación, a partir del 1 de enero de 2011.
- (3) Corresponde a la estimación, a valor presente, del pago futuro por concepto de prima de antigüedad de los trabajadores oficiales de EPM y UNE EPM Telecomunicaciones S. A., a la cual tienen derecho aquellos con 5, 10, 15, 20, 25,

30, 35, 40 y 45 años de servicio en la empresa, continuos o discontinuos, donde al trabajador se le pagan 12, 17, 23, 30, 35 y 40 días de salario básico, respectivamente.

## Nota 25 Obligaciones pensionales y conmutación pensional

El saldo de las obligaciones pensionales y conmutación pensional a 30 de septiembre de 2013 y 31 de diciembre de 2012 fue:

	2013	2012
Bonos pensionales	92.823	81.293
Pensiones de jubilación	140.774	36.673
Conmutación pensional	13.784	11.408
<b>Obligaciones pensionales y conmutación pensional corrientes</b>	<b>247.381</b>	<b>129.374</b>
Pensiones de jubilación	634.205	735.586
Bonos pensionales	366.278	354.228
Conmutación pensional	81.530	81.651
<b>Obligaciones pensionales y conmutación pensional no corrientes</b>	<b>1.082.013</b>	<b>1.171.465</b>
<b>Total obligaciones pensionales y conmutación pensional (*)</b>	<b>1.329.394</b>	<b>1.300.839</b>

Cifras en millones de pesos colombianos

(\*) El movimiento del cálculo actuarial fue:

	Cálculo actuarial	Saldo por amortizar	Pasivo neto
<b>Saldo a 31 de diciembre de 2011</b>	<b>1.372.429</b>	<b>(78.479)</b>	<b>1.293.950</b>
Ajuste por cálculo actuarial	99.375	(99.375)	-
Valores pagados por pasivo pensional	(92.901)	-	(92.901)
Cargo a resultados – amortización	-	109.786	109.786
Movimiento neto de pensiones por pagar	(9.996)	-	(9.996)
<b>Saldo a diciembre de 2012</b>	<b>1.368.907</b>	<b>(68.068)</b>	<b>1.300.839</b>
Ajuste por cálculo actuarial	75.427	(75.427)	-
Valores pagados por pasivo pensional	(4.482)	-	(4.482)
Cargo a resultados – amortización	-	33.037	33.037
Otros cargos a resultados	-	-	-
<b>Saldo a marzo de 2013</b>	<b>1.439.852</b>	<b>(110.458)</b>	<b>1.329.394</b>

Cifras en millones de pesos colombianos

Los principales factores en los cálculos actuariales por concepto de jubilaciones de los años terminados a 31 de diciembre, fueron:

	2012	2011
Número de personas cubiertas	6.811	6.804
Tasa de interés técnico	4.80%	4.80%
Tasa de reajuste pensional *	3.26%	3.53%

(\*) La tasa corresponde al promedio ponderado de inflación de los años 2009, 2010 y 2011 así: 3 puntos para el 2011, 2 puntos para el 2010 y 1 punto para el 2009, de acuerdo con lo establecido en el Numeral 1 del Artículo 1 del Decreto 2783 de diciembre 20 de 2001.

## Nota 26 Pasivos estimados

El saldo de pasivos estimados a 30 de septiembre de 2013 y 31 de diciembre de 2012 fue:

		2013	2012
Provisión para contingencias	(*)	36.326	3.572
Otras provisiones		18.604	15.076
<b>Pasivos estimados corrientes</b>		<b>54.930</b>	<b>18.648</b>
Provisión para contingencias	(*)	131.375	209.766
Provisión para seguros y reaseguros		154	154
Otras provisiones		96.561	86.001
<b>Pasivos estimados no corrientes</b>		<b>228.090</b>	<b>295.921</b>
<b>Total pasivos estimados</b>		<b>283.020</b>	<b>314.569</b>

Cifras en millones de pesos colombianos

(\*) Incluye provisiones por litigios civiles y administrativos, demandas laborales, procesos fiscales y otras contingencias. Los principales procesos calificados como probables fueron:

Tercero	Pretensión	2013	2012
<b>Civiles y administrativos</b>			
Porce IV	Indemnización	16,331	-
Manuel Marquez y otros	Proyecto Riogrande II indemnización a la comunidad por no haber adquisición de los yacimientos mineros.	0	10,065
Ruiz Betancur José Alberto	Lesiones por líneas primarias de energía que pasan cerca de una residencia en Copacabana	5,443	7,269
Pacific Stratus Energy Colombia	Terminar de mutuo acuerdo el contrato correspondiente a la Oferta Mercantil presentada por EPM a Pacific Stratus Energy Colombia US\$3,500,000.00	6,087	6,189
Concretos y Asfaltos S.A Conasfaltos S.A	Indemnización de perjuicios de la subgerencia Proyectos Aguas de EPM. USD\$3,298,054.65	6,265	5,832
<b>Fiscales</b>			
Municipio de Tuta	Discusión del impuesto de industria y comercio por la actividad de comercialización en el municipio para el generador.	19,883	21,702
Municipio de Yumbo	Discusión del impuesto de industria y comercio por la actividad de comercialización en el municipio para el generador.	3,866	8,726
Municipio de Caloto	Discusión del impuesto de industria y comercio por la actividad de comercialización en el municipio para el generador.	3,046	3,704

## Nota 27 Otros pasivos

El saldo de otros pasivos a 30 de septiembre de 2013 y 31 de diciembre de 2012 fue:

		2013	2012
<b>Recaudos a favor de terceros</b>	(1)		
Ventas de servicios públicos y de telecomunicaciones		21.558	24.210
Impuestos		10.053	13.130
Alumbrado público		18.306	11.995
Ventas por cuenta de terceros		7.809	11.087
Cobro cartera de terceros		14.387	9.259
Otros recaudos a favor de terceros		6.171	12.724
<b>Ingresos recibidos por anticipado</b>			
Ventas		40.674	39.327
Ventas de servicios públicos y de telecomunicaciones		48.849	30.457
Arrendamientos		15.073	16.203
Otros ingresos recibidos por anticipado		13.089	12.749
Impuesto diferido	(2)	59.323	779
Anticipo Impuestos		98	0
<b>Otros pasivos corrientes</b>		<b>255.390</b>	<b>181.920</b>
Impuesto diferido	(2)	888.339	877.295
Otros pasivos		13.733	11.670
<b>Otros pasivos no corrientes</b>		<b>902.072</b>	<b>888.965</b>
<b>Total otros pasivos</b>		<b>1.157.462</b>	<b>1.070.885</b>

Cifras en millones de pesos colombianos

- (1) Convenios de recaudo de cartera suscritos con entidades como el Municipio de Medellín, Empresas Varias de Medellín E.S.P., Publicar S. A., Telmex S. A., Comcel S. A. y Colombia Móvil S. A. E.S.P., entre otras.
- (2) El impuesto diferido es de naturaleza crédito si la diferencia que lo originó implicó el pago de un menor impuesto en el año.

## Nota 28 Reservas

El saldo de reservas a 30 de septiembre de 2013 y 31 de diciembre de 2012 fue:

		2013	2012
Reservas de ley		2.564.593	2.998.040
Reservas ocasionales		574.008	574.008
Fondos patrimoniales	(1)	7.591	7.591
Otras reservas		-	-
<b>Total reservas</b>	<b>(2)</b>	<b>3.146.192</b>	<b>3.579.639</b>

Cifras en millones de pesos colombianos

- (1) Los fondos patrimoniales a 30 de septiembre de 2013 y 31 de diciembre de 2012, presentaron los siguientes saldos:

		2011	2010
Fondo autoseguros		3,491	3,491
Plan financiación		3,108	3,108
Fondo de vivienda		992	992
<b>Total fondos patrimoniales</b>		<b>7,591</b>	<b>7,591</b>

Cifras expresadas en millones de pesos colombianos

- (2) Las junta directivas o asambleas generales de accionistas, cada año con la presentación de los estados financieros de fin de ejercicio, aprueba:
- Constituir y liberar reservas para dar cumplimiento al artículo 130 del Estatuto Tributario.
  - Constituir y liberar reservas para dar cumplimiento al Decreto 2336 de 1995 por las utilidades en la aplicación del método de participación patrimonial.
  - Constituir reservas para futuras reinversiones.

## Nota 29 Excedentes

En 2012 se causaron excedentes ordinarios por \$458,095 y extraordinarios por \$331,746, según acuerdos 05 y 07 del 2 y 30 de mayo de 2012 del Concejo de Medellín. En el 2013 se destacó la causación por \$914,557 de excedentes, correspondientes a \$526,122 ordinarios y \$388,435 extraordinarios.

## Nota 30 Cuentas de orden

El saldo de las cuentas de orden a 30 de septiembre de 2013 y 31 de diciembre de 2012 fue:

		2013	2012
Derechos contingentes	(1)	808.754	850.579
Deudoras fiscales	(2)	6.467.458	7.035.921
Deudoras de control	(3)	722.475	682.199
<b>Cuentas de orden deudoras</b>		<b>7.998.687</b>	<b>8.568.699</b>
Responsabilidades contingentes	(4)	564.343	733.198
Acreedoras fiscales	(5)	18.577.976	18.527.797
Acreedoras de control		1.134.497	718.399
<b>Cuentas de orden deudoras</b>		<b>20.276.816</b>	<b>19.979.394</b>
<b>Total cuentas de orden deudoras</b>		<b>28.275.503</b>	<b>28.548.093</b>

Cifras en millones de pesos colombianos

- (1) Los derechos contingentes corresponden a los procesos civiles en los que las empresas del Grupo EPM demandan a terceros, generalmente contratistas que se considera que incumplieron sus obligaciones contractuales. Estos tienen probabilidad de tener un resultado favorable.
- (2) Las cuentas de orden deudoras fiscales se refieren a las diferencias entre las normas contables y las fiscales. Incluyen principalmente la diferencia en la depreciación, acciones y aportes. En general, diferencias en cuentas de activos, costos y deducciones.
- (3) Registra las operaciones que las empresas del Grupo EPM tienen con terceros o para el control interno, sin que su naturaleza afecte su situación financiera. Estas cuentas incluyen los activos totalmente amortizados, los inventarios obsoletos y otros. Corresponde a los derechos en favor de la Empresa.
- (4) Las responsabilidades contingentes corresponden a los procesos civiles en los que las empresas del Grupo EPM son demandadas por terceros, generalmente contratistas que se considera que incumplieron sus obligaciones contractuales.

Las responsabilidades contingentes incluyen contra garantía al Gobierno Nacional relacionada con los créditos otorgados por el BID. El valor de la garantía corresponde a la pignoración de los ingresos operativos, equivalentes al 120% del servicio de deuda del semestre siguiente de los créditos BID.

- (5) Las cuentas de orden acreedoras fiscales están conformadas por las diferencias entre las normas contables y las fiscales. Hacen referencia especialmente al registro de las valorizaciones de inversiones, a la corrección monetaria diferida y a la depreciación acumulada de propiedades, planta y equipo.

## Estado de actividad financiera, económica, social y ambiental

### Nota 31 Ingresos operacionales, netos

El valor de los ingresos operacionales a 30 de septiembre de 2013 y 2012 fue:

		2013	2012
<b>Prestación de servicios</b>			
Servicio de energía	(1)	6.783.460	6.759.907
Servicio de telecomunicaciones		1.401.342	1.358.178
Servicio de gas combustible	(2)	395.529	327.697
Servicio de aguas residuales	(3)	272.994	268.528
Servicio de acueducto	(3)	260.054	243.637
Servicio de comunicaciones		239.048	217.899
Servicio de seguros y reaseguros		4.206	3.419
Servicios informáticos		1.415	1.032
Servicio de aseo		1.950	1.970
Otros servicios	(4)	228.989	194.837
<b>Total prestación de servicios</b>		<b>9.588.987</b>	<b>9.377.104</b>
Venta de bienes		60.294	50.721
<b>Total prestación de servicios y venta de bienes</b>		<b>9.649.281</b>	<b>9.427.825</b>
<b>Rebajas y descuentos</b>			
<b>En venta de servicios</b>			
Servicio de energía		(53.548)	(69.880)
Servicio de acueducto		0	(312)
Servicio de aguas residuales		0	(138)
Servicio de telecomunicaciones		(127)	(1)
<b>Total en venta de servicios</b>		<b>(53.675)</b>	<b>(70.331)</b>
En venta de Bienes		(73)	(182)
<b>Total Rebajas y descuentos</b>		<b>(53.748)</b>	<b>(70.513)</b>
<b>Total ingresos operacionales</b>		<b>9.595.533</b>	<b>9.357.312</b>

Cifras en millones de pesos colombianos

- (1) Los servicios de energía incluyen los servicios de generación, transmisión, distribución y comercialización.
- (2) El crecimiento en el servicio de gas obedeció principalmente al aumento en los consumos y a la mayor tarifa dada por el mayor costo del gas durante el año.
- (3) El incremento en aguas se explica por el aumento en el número de usuarios y el incremento tarifario.
- (4) Incluye principalmente ventas por el servicio de proveedurías que presta EPM a sus funcionarios y su grupo familiar.

### Nota 32 Costo por prestación de servicios

El valor de los costos por la prestación de servicios a 30 de septiembre de 2013 y 2012 fue:

		<b>2013</b>	<b>2012</b>
Costo de bienes y servicios públicos – Venta	(1)	3.949.789	3.880.123
Costos de personal	(2)	683.229	611.746
Órdenes y contratos por otros servicios		326.214	307.198
Mantenimiento y reparación		267.032	246.690
Materiales y otros costos de operación		89.971	80.956
Licencias, contribuciones y regalías		136.448	118.173
Costos generales		134.544	116.951
Arrendamientos		91.837	87.030
Insumos directos		45.812	60.496
Costo por venta de bienes		74.602	52.838
Seguros		45.151	42.416
Honorarios		40.080	39.267
Servicios públicos		27.823	32.738
Impuestos		37.172	33.410
Costo de pérdidas en prestación del servicio		2.755	2.519
<b>Total costo de prestación de servicios</b>		<b>5.952.459</b>	<b>5.712.551</b>

Cifras en millones de pesos colombianos

- (1) El incremento de este concepto se explica a continuación:
- Transmisión y distribución: por la aplicación del ADD y mayores compras consolidadas de energía.
  - Gas: por mayor cantidad comercializada en el mercado secundario y mayor costo del transporte por aumento en el volumen transportado.
- (2) El incremento se explica por el aumento salarial en EPM y UNE EPM Telecomunicaciones S. A., el cual fue equivalente al IPC + 1.00%, y las mayores vinculaciones.

### Nota 33 Depreciaciones, provisiones y amortizaciones

El valor de las depreciaciones, provisiones y amortizaciones a 30 de septiembre de 2013 y 2012 fue:

	2013	2012
<b>Depreciaciones</b>		
Depreciación redes y líneas	260.317	242.277
Depreciación plantas, ductos y túneles	194.581	193.920
Depreciación equipo de comunicación y cómputo	66.172	72.115
Depreciación edificaciones	31.402	33.157
Depreciación maquinaria y equipos	14.278	32.065
Otras depreciaciones	11.589	9.955
<b>Total costos depreciaciones</b>	<b>578.339</b>	<b>583.489</b>
<b>Costos por amortizaciones</b>		
Amortización de intangibles	58.337	148.402
Amortización bienes entregados a terceros	48.101	50.169
Amortización mejoras en propiedades ajenas	8.377	12.922
Estudios y proyectos	7.494	12.938
Amortización del cálculo actuarial de futuras pensiones	152	4.490
<b>Total Costos por amortizaciones</b>	<b>122.461</b>	<b>228.921</b>
<b>Total costos depreciaciones, provisiones y amortizaciones</b>	<b>700.800</b>	<b>812.410</b>
<b>Depreciaciones</b>		
Depreciación equipo de comunicación y cómputo	13.517	11.988
Depreciación edificaciones	3.902	3.795
Depreciación muebles y enseres y equipo de oficina	4.893	3.621
Depreciación maquinaria y equipo	3.719	2.653
Depreciación equipo de transporte	1.613	1.671
Otras depreciaciones	803	589
<b>Total gastos depreciaciones</b>	<b>28.447</b>	<b>24.317</b>
<b>Cálculo actuarial</b>		
Actualización pensión de jubilación	66.735	73.656
Actualización bonos y cuotas partes bonos	22.502	13.992
Actualización conmutación pensional	8.556	7.386
Actualización cuotas partes pensional	1.904	1.416
Actualización futuras pensiones	4.551	1.016
<b>Total gasto cálculo actuarial</b>	<b>104.248</b>	<b>97.466</b>
<b>Amortizaciones</b>		
Amortización de intangibles	49.357	10.855
Bienes entregados a terceros	66	316
<b>Total gastos amortizaciones</b>	<b>49.423</b>	<b>11.171</b>
<b>Provisiones</b>		
Provisión sobre deudores	86.301	59.293
Provisión sobre propiedades, planta y equipo	9.582	43.417
Provisión sobre inventarios	129	3.314
Provisión impuesto de industria y comercio	-	3
Otras provisiones	14.658	1.368
<b>Total gasto provisiones</b>	<b>110.670</b>	<b>107.395</b>
<b>Total gastos depreciaciones, provisiones y amortizaciones</b>	<b>292.788</b>	<b>240.349</b>
<b>Total depreciaciones, provisiones y amortizaciones</b>	<b>993.588</b>	<b>1.052.759</b>

Cifras en millones de pesos colombianos

## Nota 34 Gastos de administración

El valor de los gastos de administración a 30 de septiembre de 2013 y 2012 fue:

		2013	2012
Gastos de personal			
Sueldos y salarios		256.870	240.091
Contribuciones efectivas		47.887	41.692
Contribuciones imputadas		23.951	34.017
Aportes sobre la nomina		4.627	9.489
<b>Total gastos de personal</b>	(1)	<b>333.335</b>	<b>325.289</b>
<b>Gastos generales</b>			
Comisiones, honorarios y servicios		75.662	51.161
Estudios y proyectos		8.805	7.625
Arrendamiento		37.208	35.183
Intangibles	(2)	23.628	30.716
Mantenimiento		25.960	26.589
Publicidad y propaganda		13.321	13.395
Promoción y divulgación		11.142	12.134
Vigilancia y seguridad		8.391	8.323
Servicios públicos		5.840	9.421
Materiales y suministros		3.302	3.969
Seguros generales		5.690	5.809
Comunicaciones y transporte		4.335	3.694
Elementos de aseo, lavandería y cafetería		2.038	3.028
Otros gastos de administración		30.630	34.671
<b>Total gastos generales</b>		<b>255.952</b>	<b>245.718</b>
Impuesto de industria y comercio		49.175	39.602
Gravamen a los movimientos financieros		35.362	33.910
Cuota de fiscalización y auditaje		20.408	19.715
Contribuciones		1.638	18.279
Impuesto al patrimonio	(3)	13.370	12.410
Otros impuestos		14.927	18.137
<b>Total impuestos, contribuciones y tasas</b>		<b>134.880</b>	<b>142.053</b>
<b>Total gastos de administración</b>		<b>724.167</b>	<b>713.060</b>

Cifras en millones de pesos colombianos

- (1) El incremento se explica por el incremento salarial en 2013.
- (2) Valor de las licencias y el software de carácter administrativo utilizado en las actividades de apoyo.
- (3) Corresponde al impuesto al patrimonio que contabilizaron las compañías que no poseían saldo en la cuenta "revalorización del patrimonio" a 31 de diciembre de 2010 (ver nota 23).

## Nota 35 Ingresos no operacionales

El valor de los ingresos no operacionales a 30 de septiembre de 2013 y 2012 fue:

	2013	2012
<b>Financieros</b>		
Intereses de deudores	39.110	47.200
Intereses de mora	19.744	20.442
Intereses sobre depósitos en instituciones financieras	19.960	26.185
Dividendos y participaciones	48.073	49.685
Rendimientos sobre depósitos en administración	1.359	15.922
Utilidad por valoración de las inversiones de administración de liquidez en títulos de deuda	25.176	102.513
Otros ingresos financieros	29.557	65.124
<b>Ajuste por diferencia en cambio</b>	131.107	186.495
<b>Otros ingresos ordinarios</b>	135.072	19.857
<b>Extraordinarios</b>		
Recuperaciones	126.299	55.885
Aprovechamientos	4.849	8.678
Indemnizaciones	11.222	11.605
Otros ingresos extraordinarios	17.350	14.478
<b>Ajuste años anteriores</b>	(7.486)	(4.331)
<b>Total ingresos no operacionales</b>	<b>601.392</b>	<b>619.738</b>

Cifras en millones de pesos colombianos

## Nota 36 Gastos no operacionales

El valor de los gastos no operacionales a 30 de septiembre de 2013 y 2012 fue:

		2013	2012
<b>Intereses</b>			
Operaciones de crédito público internas		146.539	163.478
Operaciones de crédito público externas		166.660	145.325
Otros intereses		79.409	78.128
<b>Comisiones</b>		6.723	14.876
<b>Ajuste por diferencia en cambio</b>		276.517	82.484
<b>Gastos financieros</b>			
Administración y emisión de títulos valores		602	788
Descuento de bonos y títulos de financiamiento		2.151	2.151
Pérdida por valoración de las inversiones de administración de liquidez		2.494	19.042
Otros gastos financieros		8.996	12.584
<b>Otros gastos ordinarios</b>	(1)	36.066	13.538
<b>Extraordinarios</b>	(2)	2.081	47.078
<b>Provisión sobre inversiones patrimoniales</b>		787	2.896
<b>Provisión para obligaciones fiscales</b>		2.310	2.472
<b>Provisión para contingencias</b>			
Litigios	(3)	19.325	60.979
Otras provisiones		734	684
<b>Amortización de intangibles</b>		25.929	28.418
<b>Ajuste años anteriores</b>		6.583	(15.081)
<b>Total gastos no operacionales</b>		<b>783.906</b>	<b>659.840</b>

Cifras en millones de pesos colombianos

- (1) Incluye \$18,520 cancelados a EPM Ituango para la cesión del contrato "BOOMT" a EPM.
- (2) Se presentó una disminución por \$44,997 con respecto al 2012, principalmente por el pago de \$24,877 de la garantía efectiva por la no construcción de la planta de generación Porce IV.
- (3) Corresponde a la provisión de litigios calificados como probables. Ver nota 26.

## Nota 37 Interés minoritario

El interés minoritario por cada una de las empresas vinculadas al Grupo EPM a 30 de septiembre de 2013 y 31 de diciembre de 2012 fue:

Empresa	2013		2012	
	Porcentaje	Valor	Porcentaje	Valor
Electrificadora de Santander S.A. E.S.P. (ESSA)	26.09%	226,900	26.10%	288,952
Central Hidroeléctrica de Caldas S.A. E.S.P. (CHEC)	19.89%	165,791	19.89%	163,574
Elektra Noreste S.A. (ENSA)	48.84%	137,707	48.84%	135,177
Edatel S.A. E.S.P.	44.00%	125,270	44.00%	123,636
Empresa Eléctrica de Guatemala S.A. (EEGSA)	19.09%	87,017	19.09%	77,606
Empresa de Telecomunicaciones de Pereira S.A. E.S.P. (ETP)	43.86%	25	43.86%	75,022
Centrales Eléctricas del Norte de Santander S.A. E.S.P. (CENS)	8.48%	38,335	8.48%	38,597
Transportista Eléctrica Centroamericana S.A. (TRELEC)	19.09%	44,972	19.09%	38,833
Aguas de Urabá S.A. E.S.P.	36.58%	16,098	36.58%	15,455
Distribuidora de Electricidad del Sur (Delsur)	13.59%	11,980	13.59%	10,868
Comercializadora Eléctrica de Guatemala S.A. (COMEGSA)	19.09%	6,040	19.09%	8,952
Empresa de Energía del Quindío S.A. E.S.P. (EDEQ)	7.15%	10,652	7.15%	10,715
Aguas de Malambo S.A. E.S.P.	12.01%	4,236	21.67%	3,069
Regional de Occidente S.A. E.S.P.	37.88%	4,483	37.88%	4,286
EPM Ituango S.A. E.S.P.	-	-	0.44%	5,549
Hidroecológica del Teribe S.A. (HET)	1.58%	2,846	2.91%	2,648
Enérgica S.A. (ENÉRGICA)	19.09%	631	19.09%	1,449
Empresas Públicas de Oriente S.A. E.S.P.	41.67%	2,286	41.67%	2,369
Inmobiliaria y Desarrolladora Empresarial de América S.A. (IDEAMSA)	19.09%	4,996	19.09%	4,691
Empresa de Aguas del Oriente Antioqueño S.A. E.S.P.	43.98%	1,253	43.98%	1,228
Crediegsa S.A. (CREDIEGSA)	19.09%	902	19.09%	1,309
CENS Inversiones S.A. en Liquidación	0.53%	-	0.53%	535
Tecnología Intercontinental S.A. de C.V. (TICSA)	20.00%	60,508	-	-
Otras (*)	-	5,732	-	478
<b>Total interés minoritario</b>		<b>958,660</b>		<b>1,014,999</b>

Cifras en millones de pesos colombianos

(\*) Incluye el interés minoritario de Emtelco S.A., Aguas Nacionales S.A. E.S.P., AMESA, UNE EPM Telecomunicaciones S.A. y GESA, entre otras.

### Nota 38 Transacciones con partes relacionadas

Los saldos de transacciones con partes relacionadas a 30 de septiembre de 2013, 2012 y 31 de diciembre de 2012 fueron:

Entidad	Septiembre 2013			Diciembre 2012		
	Cuentas por cobrar	Cuentas por pagar	Otras Oblig	Cuentas por cobrar	Cuentas por pagar	Otras Oblig
Área Metropolitana del Valle de Aburra	1.566	1	-	2.593	512	-
Corporación Autónoma Regional de las Cuencas de los Ríos Rionegro y Nare --	-	1.976	-	-	2.603	-
Corporación Autónoma Regional del Centro de Antioquia	-	4.085	-	-	4.845	-
Dian - Recaudador	44.428	103.051	-	-	143.829	813
E.S.P. Empresa Distribuidora del Pacífico S.A.	2.146	-	-	46	231	-
Electrificadora del Huila S. A. -E.S.P.	1.364	34	3	978	451	-
Electrificadora del Meta S. A. -E.S.P.	4.556	59	-	12.012	606	-
Electrificadora del Tolima S. A. -E.S.P. - En Liquidación	1.180	-	-	1.180	-	24
Empresa Colombiana de Petróleos	110	1.742	27	175	3.760	27
Empresa Urra S.A. E.S.P.	-	1.458	-	-	-	-
Empresas Municipales de Cartago	2.019	-	-	900	29	-
Empresas Públicas Municipales de Cali - Emcali	14.095	275	-	7.733	742	-
Empresas Varias de Medellín	1.248	-	2.337	960	-	-
Fundación Empresas Públicas de Medellín	4.466	-	-	4.351	43	-
Interconexión Eléctrica S.A. -ISA-	983	77	-	287	319	-
Isagen S.A.	24.752	608	-	4.715	8.041	-
Ministerio de Minas y Energía	79.315	1.920	-	69.586	-	-
Municipio de Amalfi	514	517	-	511	922	34
Municipio de Arboletes	1.176	9	-	1.176	40	-
Municipio de Barbosa - Antioquia	286	1.328	-	1.051	494	-
Municipio de Bello	698	673	1	69	2.268	-
Municipio de Itagüí	897	330	6	898	1.028	6
Municipio de Medellín	27.489	107.685	2.245	15.733	59.920	1.980
Municipio de Necoclí	2.402	24	-	2.401	79	1
Municipio de Turbo	1.451	-	-	1.440	219	-
Municipio de Valdivia	1.053	40	-	1.052	22	-
Municipio de Yolombó	890	178	-	867	375	-
Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios	-	5.044	-	-	-	-
Universidad de Antioquia	5.668	96	937	6.479	1.070	1.431
Otros	23.991	8.060	3.095	54.169	26.808	366
<b>TOTAL</b>	<b>248.743</b>	<b>239.270</b>	<b>8.651</b>	<b>191.362</b>	<b>259.256</b>	<b>4.682</b>

Cifras en millones de pesos colombianos

Entidad	Septiembre 2013			Septiembre 2012		
	Ingreso por venta de bienes y servicios	Otros ingresos	Costos y gastos	Ingreso por venta de bienes y servicios	Otros ingresos	Costos y gastos
Área Metropolitana del Valle de Aburra	-	-	9.343	1	48	4.384
Centrales Eléctricas de Nariño S. A. E.S.P.	1.529	-	3.680	2.798	-	4.779
Corporación Autónoma Regional de las Cuencas de los Ríos Rionegro y Nare	-	-	7.630	10	-	5.829
Corporación Autónoma Regional del Centro de Antioquia	-	-	12.028	169	-	14.292
E.S.P. Empresa de Energía de Pereira S.A.	1.323	-	933	9.918	-	2.063
E.S.P. Empresa de Energía del Casanare - Enerca S.A.	868	-	1.387	11.422	-	1.598
E.S.P. Empresa Distribuidora del Pacífico S.A.	15.114	-	1.755	624	-	2.593
E.S.P. Transportadora de Gas Internacional S.A.	-	-	69.604	2	-	36.668
E.S.P. XM Compañía de Expertos en Mercados S.A.	-	-	9.142	3	-	5.826
Electrificadora del Huila S. A. -E.S.P.	11.208	-	3.265	10.635	-	3.860
Electrificadora del Meta S. A. -E.S.P.	37.158	-	3.373	15.222	-	3.613
Empresa Colombiana de Petróleos -	532	-	9.100	8.692	128	57.136
Empresa de Energía de Cundinamarca S. A. -E.S.P.	1.498	-	1.842	3.303	-	2.053
Empresa de Energía Eléctrica de Arauca	12.082	-	1.287	586	-	996
Empresa Urra S.A. E.S.P.	-	-	4.812	-	-	-
Empresas Municipales de Cartago	9.270	-	47	417	-	148
Empresas Públicas Municipales de Cali - Emcali	132.977	3	6.741	35.494	6	12.412
Empresas Varias de Medellín	222	4.259	15	4.134	-	18
Gobernación de Antioquia	1.884	-	519	2.528	20	584
Isagen S.A.	15.479	15	35.347	23.602	216	38.318
Municipio de Bello	208	592	2.423	1.375	-	2.816
Municipio de El Peñol - Antioquia	47	20	2.184	55	-	1.649
Municipio de Envigado	876	-	1.347	1.719	-	1.627
Municipio de Itagüí	1.218	463	1.598	1.770	140	2.104
Municipio de Medellín	10.444	-	48.436	11.278	43	60.880
Municipio de Rionegro - Antioquia	1.621	86	870	247	624	942
Municipio de San Rafael	123	2	2.112	17	1	230
Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios	-	-	10.954	-	-	11.179
Universidad de Antioquia	4.289	184	3.839	1.303	236	1.193
Otros	20.086	3.645	41.565	93.802	1.134	188.184
<b>Total general</b>	<b>280.056</b>	<b>9.269</b>	<b>297.178</b>	<b>241.126</b>	<b>2.596</b>	<b>467.974</b>

Cifras en millones de pesos colombianos