

**Empresas Públicas de Medellín
Estados financieros consolidados
A 30 de septiembre de 2012**

Contenido

Balance general consolidado	4
Estado consolidado de actividad financiera, económica, social y ambiental.....	5
Estado consolidado de cambios en el patrimonio.....	6
Estado consolidado de flujos de efectivo	7
Notas a los estados financieros consolidados	8
Notas de carácter general.....	8
Nota 1 Naturaleza jurídica, función social y actividades que desarrolla	8
Nota 2 Marco legal y regulatorio.....	13
Nota 3 Revisoría fiscal.....	53
Nota 4 Auditoría externa	53
Nota 5 Prácticas contables.....	53
Nota 6 Efectos y cambios significativos en la información contable	72
Nota 7 Hechos posteriores de impacto para el 2012.....	73
Nota 8 Otros aspectos relevantes	73
Notas de carácter específico.....	77
Nota 9 Conversión de los valores en moneda extranjera.....	77
Nota 10 Efectivo	78
Nota 11 Inversiones para administración de liquidez.....	81
Nota 12 Deudores, neto	83
Nota 13 Inventarios, neto	85
Nota 14 Gastos pagados por anticipado	85
Nota 15 Inversiones patrimoniales, neto	86
Nota 16 Propiedades, planta y equipo, neto.....	88
Nota 17 Reserva financiera actuarial.....	90
Nota 18 Otros activos	91
Nota 19 Valorizaciones.....	94
Nota 20 Operaciones de crédito público	95
Nota 21 Operaciones de cobertura	98
Nota 22 Cuentas por pagar.....	99
Nota 23 Impuestos, contribuciones y tasas por pagar	99
Nota 24 Obligaciones laborales	103
Nota 25 Obligaciones pensionales y conmutación pensional	104
Nota 26 Pasivos estimados	105
Nota 27 Otros pasivos	105
Nota 28 Reservas.....	106
Nota 29 Excedentes.....	106
Nota 30 Cuentas de orden.....	107
Nota 31 Ingresos operacionales, netos.....	109
Nota 32 Costo por prestación de servicios	110
Nota 33 Depreciaciones, provisiones y amortizaciones	111
Nota 34 Gastos de administración	112
Nota 35 Ingresos no operacionales.....	113
Nota 36 Gastos no operacionales	113
Nota 37 Interés minoritario	114
Nota 38 Transacciones con partes relacionadas.....	114

Empresas Públicas de Medellín E.S.P.
Balance general consolidado
A 30 de septiembre de 2012 y 31 de diciembre de 2011
(Cifras en millones de pesos colombianos)

Activos	Notas	2012	2011	Pasivos	Notas	2012	2011
Corriente		5,411,397	5,945,119	Corriente		3,166,982	3,438,745
Efectivo	10	937,520	961,755	Operaciones de crédito público	20	505,466	452,508
Inversiones para administración de liquidez	11	1,807,185	2,218,248	Operaciones de cobertura	21	72,594	58,930
Deudores, neto	12	2,415,803	2,525,247	Cuentas por pagar	22	1,487,033	1,865,739
Inventarios, neto	13	200,077	205,824	Impuestos, contribuciones y tasas por pagar	23	558,578	677,399
Gastos pagados por anticipado	14	50,173	32,394	Obligaciones laborales	24	186,308	125,950
Otros activos	18	639	1,651	Obligaciones pensionales y conmutación pensional	25	139,081	68,940
				Pasivos estimados	26	15,065	8,954
				Otros pasivos	27	202,857	180,325
No corriente		28,487,669	28,090,774	No corriente		9,320,385	9,596,112
Inversiones para administración de liquidez	11	61,768	66,516	Operaciones de crédito público	20	6,426,766	6,522,385
Inversiones patrimoniales, neto	15	505,643	505,917	Operaciones de cobertura	21	82,705	124,768
Deudores, neto	12	757,110	727,129	Cuentas por pagar	22	211,239	200,731
Propiedad, planta y equipo, neto	16	13,796,816	13,489,367	Impuestos, contribuciones y tasas por pagar	23	212,437	323,604
Reserva financiera actuarial	17	735,990	716,148	Obligaciones laborales	24	66,942	67,379
Otros activos	18	2,491,020	2,329,945	Obligaciones pensionales y conmutación pensional	25	1,184,298	1,225,010
Valorizaciones	19	10,139,322	10,255,752	Pasivos estimados	26	302,963	325,999
				Otros pasivos	27	833,035	806,236
Total activos		33,899,066	34,035,893	Total pasivos		12,487,367	13,034,857
Cuentas de orden deudoras	30	8,330,928	8,546,660	Interés minoritario	37	1,066,449	1,107,612
				Patrimonio (Ver estados financieros adjuntos)		20,345,250	19,893,424
				Total pasivos y patrimonio		33,899,066	34,035,893
				Cuentas de orden acreedoras	30	6,481,525	6,028,541

JUAN ESTEBAN CALLE RESTREPO
Gerente General

DIANA RUA JARAMILLO
Director Finanzas Institucionales

CARLOS MARIO TOBÓN OSORIO
Subdirector Contaduría
T.P. 62449-T

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 2012 y 2011
(Cifras en millones de pesos colombianos)**

	Notas	2012	2011
Ingresos Operacionales, Netos	31	9,404,653	8,505,445
Costo por prestación de servicios	32	(5,765,402)	(5,097,422)
Costo por depreciaciones, provisiones y amortizaciones	33	(812,410)	(585,982)
Excedente bruto		2,826,841	2,822,041
Gastos de Administración	34	(713,060)	(657,549)
Gasto por depreciaciones, provisiones y amortizaciones	33	(240,349)	(257,745)
Excedente operacional		1,873,432	1,906,747
Ingresos no operacionales, neto	35	625,248	421,448
Gastos no operacionales, neto	35	(659,840)	(574,774)
Excedente no operacional		(34,592)	(153,326)
Excedente antes de impuestos		1,838,840	1,753,421
Provisión de impuesto sobre la renta	23	(455,924)	(498,469)
Excedente neto antes de interés minoritario		1,382,916	1,254,952
Interés minoritario		(67,116)	(70,658)
Excedente neto		1,315,800	1,184,294

JUAN ESTEBAN CALLE RESTREPO
Gerente General**DIANA RUA JARAMILLO**
Director Finanzas Institucionales**CARLOS MARIO TOBÓN OSORIO**
Subdirector Contaduría
T.P. 62449-T

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 2012 y 2011
(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
Saldo a 31 de diciembre, 2010	67	113,392	3,193,028	3,824,179	2,963,843	(171,216)	8,452,066	18,375,359
Apropiación de reservas			376,985	(376,985)				-
Movimiento de valorizaciones							(263,427)	(263,427)
Excedentes ordinarios al Municipio								-
Excedentes extraordinarios al Municipio								-
Movimiento del año					(159,022)			(159,022)
Excedente neto del año				901,450				901,450
Saldo a 30 de septiembre, 2011	67	113,392	3,570,013	4,348,644	2,804,821	(171,216)	8,188,639	18,854,360
Saldo a 31 de diciembre, 2011	67	114,319	3,570,014	4,915,872	2,437,797	55,908	8,799,447	19,893,424
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
Saldo a 30 de septiembre, 2012	67	114,319	3,579,640	5,483,951	2,437,797	6,185	8,723,291	20,345,250

JUAN ESTEBAN CALLE RESTREPO
Gerente General

DIANA RUA JARAMILLO
Director Finanzas Institucionales

CARLOS MARIO TOBÓN OSORIO
Subdirector Contaduría
T.P. 62449-T

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 2012 y 2011
(Cifras en millones de pesos colombianos)

	2012	2011
Flujos de efectivo de las actividades de operación		
Excedentes del período	1.315.457	1.184.294
Movimiento de partidas que no involucran efectivo		
Impuesto de renta diferido	(38.692)	52.743
Depreciación, amortizaciones y provisiones	950.800	669.518
Cálculo actuarial	101.954	122.112
Ajustes por conversión	(49.723)	-
Interés minoritario	67.116	51.721
Otros ingresos y gastos no efectivos	(354.381)	(112.743)
Cambios en partidas operacionales		
Variación en deudores	29.454	(536.113)
Variación en inventarios	3.263	(22.508)
Variación en otros activos	(16.767)	412.950
Variación en cuentas por pagar	(665.713)	172.392
Variación en recaudos de terceros y otros pasivos	1.039	383.858
Variación en obligaciones laborales	37.120	67.024
Flujo neto de efectivo en actividades de operación	1.380.927	2.445.248
Flujos de efectivo de las actividades de inversión		
Inversiones en activos e infraestructura	(1.127.761)	(907.737)
Inversión en Filiales y Asociadas	-	(496.784)
Otros activos	(118.822)	(551.637)
Flujo neto de efectivo en actividades de inversión	(1.246.583)	(1.956.158)
Flujos de efectivo de las actividades de financiación		
Desembolsos crédito público y tesorería	1.047.327	1.103.280
Amortizaciones de capital	(828.874)	(708.886)
Pagos de excedentes al Municipio de Medellín	(788.095)	(747.500)
Flujo neto de efectivo en actividades de financiación	(569.642)	(353.106)
(Disminución) incremento neto del efectivo y equivalentes a efectivo	3.180.003	2.609.435
Efectivo y equivalentes del efectivo al inicio del período		
Efectivo y equivalentes del efectivo al final del período	2.744.705	2.745.419

JUAN ESTEBAN CALLE RESTREPO
Gerente General

DIANA RUA JARAMILLO
Director Finanzas Institucionales

CARLOS MARIO TOBÓN OSORIO
Subdirector Contaduría
T.P. 62449-T

Empresas Públicas de Medellín E.S.P.
Notas a los estados financieros consolidados
A 30 de septiembre de 2012 y 31 de diciembre de 2011
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 Compañía”), 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 expedido por el 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 electricidad
 - Distribución y comercialización de electricidad a los usuarios finales (incluyendo la propiedad de una parte del sistema colombiano de electricidad alta tensión)
 - Distribución y comercialización de gas natural
- Grupo Estratégico de Negocios de Telecomunicaciones
 - Voz
 - Datos
 - Internet
 - Servicios profesionales
 - Data center
 - Páginas de servidores activos (-ASP- por sus siglas en inglés Active ServicePages)
 - 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
			2012	2011	
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
UNE EPM Bogotá S.A. (e)	Bogotá	Prestación de servicios de telecomunicaciones, tecnologías de la información y las comunicaciones, servicios de información y las actividades complementarias	99.88%	99.88%	Junio 11, 1997
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	Domicilio	Objeto social	Porcentaje de participación		Fecha de creación
			2012	2011	
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%	66.55%	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%	56.00%	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%	62.01%	Diciembre 26, 2006
Aguas de Malambo S.A. E.S.P. (c)	Malambo	Garantizar la prestación de los servicios públicos domiciliarios de acueducto, alcantarillado y aseo en la jurisdicción del municipio de Malambo, Departamento del Atlántico.	83.72%	47.77%	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

Empresa	Domicilio	Objeto social	Porcentaje de participación		Fecha de creación
			2012	2011	
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.	73.86%	73.77%	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
EPM Ituango S.A. E.S.P.	Medellín	Financiación, construcción, operación, mantenimiento y explotación comercial de la central hidroeléctrica Ituango y su restitución a la sociedad Hidroeléctrica Ituango S.A. E.S.P. a la terminación de los contratos que suscriba con esta última.	99.56%	99.56%	Marzo 31, 2011
Comercializadora Energética Nacional Colombiana S.A. E.S.P. en Liquidación (CENCOL) (a)	Bucaramanga	Comercialización del servicio de energía eléctrica	95.00%	95.00%	Noviembre 26, 2004
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.	96,63%	96.63%	Noviembre 11, 1994
Maxseguros EPM Ltd. (antes EPPM 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) (b)	Ciudad de Panamá	Inversión de capital en sociedades.	100.00%	100.00%	Octubre 30, 1998
Elektra Noreste S.A. (ENSA) (b)	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. (TRELCE)	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.	80.88%	80.88%	Diciembre 1, 1992

Empresa	Domicilio	Objeto social	Porcentaje de participación		Fecha de creación
			2012	2011	
Generadores Hidroeléctricos S.A. (Genhidro)	Ciudad de Guatemala	Desarrollo, diseño, construcción, operación y mantenimiento de proyectos hidroeléctricos.	51.00%	51.00%	Noviembre 20, 2006
Hidronorte S.A.	Ciudad de Guatemala	Generación y transmisión de energía eléctrica.	97.00%	97.00%	Octubre 2, 1992
Mano de Obra S.A. (MOSA)	Ciudad de Guatemala	Servicios de contratación de personal y otros servicios administrativos.	100.00%	100.00%	Junio 8, 1992
Hidroeléctrica del Río Salá (HIDROSALA)	San Pablo	Proyecto hidroeléctrico en desarrollo.	100.00%	100.00%	Junio 24, 2008
AEI Holding (b)	Panamá	Inversión de capital en sociedades.	100.00%	100.00%	Mayo 17, 2007
Distribuidora de Electricidad del Sur (Delsur) (b)	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) (b)	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 (b)	Caimán	Inversión de capital en sociedades.	100.00%	100.00%	Abril 9, 1999
Innova Tecnología y Negocios S.A. de C.V. (b)	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. (d)	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%	-	Mayo 4, 2012
CENS Inversiones S.A. (f)	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.	91.52%	-	Agosto 24, 2012

- (a) Empresa en liquidación desde octubre de 2010, no consolidada desde tal fecha.
- (b) Empresas adquiridas en febrero de 2011, ver [Nota 8 sección 8.1.1.](#)
- (c) Empresa sobre la cual se realizó un acuerdo de accionistas para capitalizar el 84.99%, [ver Nota 8 sección 8.1.2.](#)
- (d) Empresa creada en mayo de 2012 en México, ver [Nota 8 sección 8.1.3.](#)
- (e) Empresa absorbida mediante fusión por UNE EPM Telecomunicaciones S.A. el 30 de junio de 2012, ver [Nota 8 sección 8.1.4.](#)
- (f) Empresa creada en agosto de 2012 por la escisión de Centrales Eléctricas del Norte de Santander S.A. E.S.P. (CENS), ver [Nota 8 sección 8.1.5.](#)

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 deberán 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, viabilizó el enfoque constitucional y reguló las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de electricidad, creó ambiente de mercado y competencia, fortaleció el sector y delimitó la intervención del Estado.

Los servicios públicos se rigen por las leyes 142 y 143 de 1994. Por lo tanto, de acuerdo con ellas y con la Ley 689 de 2001, el régimen de contratación que las 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.

Igualmente, 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.

Asimismo, la Ley 489 de 1998 incluyó a las empresas oficiales de servicios públicos como entidades descentralizadas y señaló que estas se sujetaban a dicha ley y en lo pertinente la Ley 142 de 1994 y las normas que la complementen, sustituyan o adicione.

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 registrarán 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 principios 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 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 Envoltante 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, Vivienda y Desarrollo Territorial.

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 los decretos 1013 de 2005 y 4715 de 2010, los cuales establecieron, por un lado, la metodología de equilibrio entre los aportes de las diferentes fuentes y los subsidios de los estratos 1, 2 y 3, y por otro lado la conformación de una bolsa común de contribuciones 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 al 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

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 auto-comprarse 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, del servicio de regulación secundaria de frecuencia (AGC) y del cargo por confiabilidad. Mediante la Resolución CREG 071 de 2006 se aprobó la metodología vigente 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.

La implementación de la Resolución CREG 71 de 2006 tiene un período de transición desde el 1 de diciembre de 2006 hasta el 30 de noviembre de 2012. Durante este período, tanto el mecanismo de asignación del cargo por confiabilidad como la determinación del precio se administran en forma centralizada. En esta transición el precio de las OEF es de 13.045 USD/MWh (USD de 2006), tanto para las plantas existentes como para las asignaciones realizadas durante este período a las plantas especiales o a las existentes con obras; este precio se actualiza cada año con el Índice de Precios al Productor de los Estados Unidos de América correspondiente a bienes de capital.

Entre el 30 de noviembre de 2012 y el 30 de noviembre de 2015, el precio de las OEF será de 13.99 USD/MWh (USD de 2008) y corresponde a las OEF asignadas mediante la primera subasta que se llevó a cabo el 6 de mayo de 2008; este valor aplica para las plantas existentes y para las OEF asignadas mediante esta subasta a plantas nuevas. A partir del 1 de diciembre de 2015, el cargo por confiabilidad tendrá un valor de 15.7 USD/MWh (USD de 2011), el cual se aplicó a las plantas existentes y a las OEF asignadas mediante la subasta realizada el 27 de diciembre de 2011.

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).

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 la 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.

La Comercialización de gas durante el período de transición, para los años 2012 y 2013, se realiza mediante dos mecanismos de asignación: subastas y negociación bilateral para el gas proveniente de campos con precio libre, según la relación entre la oferta y la demanda. Para el caso del gas proveniente de campos con precio máximo regulado la asignación se realiza siguiendo el orden de prioridad establecido en el Decreto MME 2100 de 2011.

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 E.S.P. S.A., y CREG 125 de 2003 para los gasoductos de TGI S.A. E.S.P. Esta última se espera que cambie en el corto plazo, una vez sean aprobados por parte de la Comisión los cargos de transporte de acuerdo con lo estipulado en la Resolución CREG 126 de 2010.

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

Esta actividad consiste en la conducción del gas desde la puerta de ciudad hasta el 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 en “áreas de servicio exclusivo” (menor precio obtenido) y “áreas de servicio no exclusivo” (fórmulas tarifarias). 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 disposición está en proceso de revisión por parte de la CREG, a partir de las bases metodológicas publicadas en la Resolución CREG 136 de 2008 y los proyectos de la Resolución CREG 178 de 2009 y 103 de 2010.

La actividad de distribución de gas natural por redes de tubería se considera un monopolio natural regulado en precio, calidad y acceso. La metodología corresponde a un precio máximo que se remunera utilizando una canasta de tarifas aplicada con base en los cargos aprobados a partir de cálculos de costos medios de mediano plazo, que consideran: la inversión base, la expansión proyectada a cinco años, los gastos eficientes de AOM y la demanda asociada, así como el reconocimiento de una tasa de costo del capital invertido.

El cargo promedio de distribución "Dm" se transfiere al mercado mediante una metodología de "canasta de tarifas", aplicada con base en seis rangos de consumo, que tiene un precio techo igual al 110% y un cargo piso igual al costo medio de la red de media presión.

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

- 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, Donmatias, Entrerrios y San Pedro de los Milagros.
- A la fecha está pendiente de publicación la resolución CREG que aprobó 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 y la depreciación de los activos asociados a la actividad de comercialización, determinados a partir del uso de la metodología de eficiencia relativa DEA, un margen de comercialización del 1.67% aplicado sobre los

ingresos anuales brutos del comercializador en el mercado regulado y el número de facturas del año para el cual se toman los parámetros de cálculo de los AOM y la depreciación de los activos inherentes a la actividad de comercialización.

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.

En la actualidad, la actividad de comercialización minorista a usuarios regulados, en un mercado relevante de comercialización, sólo puede ser desarrollada por el comercializador establecido, que se entiende como el distribuidor de gas natural que desarrolla simultáneamente la actividad de comercialización de gas natural a usuarios regulados en un mismo mercado de comercialización.

2.1.4.3.3 Estructura tarifaria

Las empresas Distribuidoras-Comercializadoras que atienden el servicio de gas natural en áreas de servicio no exclusivas aplican para el mercado regulado la fórmula tarifaria definida por la CREG y establecida en la Resolución 11 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 bajo 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 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 m³/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 FSSRI. Este fondo 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.

Igualmente, 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 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 declara 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.

Los objetivos principales de la Ley General de Electricidad son: 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 no debe regularse y las empresas de generación no tendrán que requerir permisos especiales ni cumplir con condiciones impuestas por el Gobierno, excepto para plantas hidroeléctricas, geotérmicas y nucleares.
- La transmisión de electricidad debe desregularizarse, excepto si las compañías deben usar instalaciones públicas o vía pública para proveer la transmisión y distribución de los servicios.
- Los precios de la electricidad deben determinarse libremente, excepto para los servicios de transmisión y distribución que están sujetos a regulación.

2.2.2 Entidades regulatorias

La Ley General de Electricidad autorizó la creación de dos instituciones nuevas para regular el sector de electricidad: la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE) y el Administrador del Mercado Mayorista (AMM). 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. La CNEE actúa como el brazo técnico del Ministerio de Energía y Minas y está conformada por tres miembros nombrados por el Gobierno de Guatemala y destinados por las universidades nacionales, el Ministerio de Energía y Minas y el Consejo Directivo del AMM. Los miembros mantienen sus posiciones durante 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.
- Supervisar y facilitar arbitraje si fuera necesario en caso de controversia entre las diferentes partes en el sector de la electricidad.
- 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.

Administrador del Mercado Mayorista (AMM)

Los mercados guatemaltecos mayoristas de electricidad y los mercados de capacidad son administrados por el AMM, una entidad independiente creada de conformidad con la Ley General de Electricidad. El AMM 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. Así mismo, el AMM se encarga de la programación del suministro y el despacho de electricidad.

El consejo administrativo del AMM está compuesto 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 y de capacidad cuenta con un número de votos que es igual al porcentaje de su participación en el mercado. EEGSA tiene la capacidad de elegir el representante de las compañías de distribución y COMEGSA puede elegir al representante de los agentes de electricidad. 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, se permite que una compañía de distribución cargue 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 y 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 publica una tabla de tasas de las tarifas para los clientes regulados cada tres meses. Actualmente, estas tarifas incluyen:

- 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 compañía 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 compañía. La CNEE también puede contratar un consultor para calcular VAD con aplicación al sistema de distribución de la compañía. 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 un panel de arbitraje compuesto por tres individuos, uno nombrado por la compañía de distribución, otro nombrado por la CNEE y otro más nombrado por los primeros dos árbitros. El panel de arbitraje debe dictaminar dentro de los siguientes sesenta días.

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 compañía 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 el año 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 el único oferente para estas tasas del mercado, que efectivamente reduce la tarifa base aplicable a estos clientes. Adicionalmente, el VAD aplicable a los clientes elegibles para la tarifa social es menor al VAD, que es parte de la tarifa simple como resultado de las características técnicas relacionadas al cálculo del VAD aplicables a estos clientes.

Como resultado de la obligación de suministrar electricidad a tasas inferiores del mercado, el INDE sufrió pérdidas financieras severas. El 26 de febrero 2004, la CNEE emitió regulaciones destinadas a revisar la aplicación de la tarifa social.

Según las regulaciones revisadas, a partir del 1 de mayo 2004 los clientes elegibles para la tarifa social podrían recibir hasta 100 kWh por mes según la tarifa social, pero se definió que debían pagar la tarifa simple por la electricidad consumida en exceso de 100kWh por mes. Las compañías de distribución solicitaron nuevas ofertas para los contratos de compra de energía, para proveer la electricidad que sería vendida como tarifa social a los clientes que fueran elegibles para la misma. El INDE fue el único oferente para estos contratos de compra de energía.

El 9 de noviembre del 2004 la Corte de Constitucionalidad de Guatemala emitió una resolución que prohibió temporalmente que las compañías de distribución cobraran la tarifa simple a los clientes elegibles para la tarifa social por la electricidad que usaban en exceso de los 100 kWh por mes. Como respuesta, las compañías de distribución solicitaron nuevas licitaciones para contratos de compra de energía eléctrica para suministrar la electricidad que se entrega a clientes elegibles para la tarifa social. El INDE fue el único oferente para estos contratos de compra de energía eléctrica y el 24 de noviembre del 2004 la CNEE aprobó una tabla de tarifa nueva para los clientes elegibles para la tarifa social, la cual estableció el cargo por electricidad para clientes de tarifa social a un precio igual al costo de electricidad según estos nuevos contratos de adquisición de energía.

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 el 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 deben ser revisadas 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. Sin embargo, las cuotas de transmisión para los sistemas de transmisión primario no se han revisado desde el año 1998.

Las cuotas incrementadas para el sistema de transmisión primario fueron propuestas por el AMM, pero la CNEE no ha aprobado las cuotas revisadas. Las cuotas de transmisión para el sistema de transmisión secundario se negocian entre los propietarios de estas instalaciones de transmisión, los generadores y los agentes de electricidad que usan estas instalaciones de transmisión; si estas partes no logran llegar a un acuerdo en esta materia, las cuotas son establecidas por la CNEE. Las cuotas de transmisión para las instalaciones de distribución son iguales al cargo de VAD.

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, pero que no están obligadas, 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.

- Los costos variables (precio del combustible fósil) de electricidad ofrecida por los generadores termoeléctricos.
- El costo de reposición futuro (precio del agua) de las reservas para electricidad ofrecido por los generadores hidroeléctricos.
- El costo de oportunidad para la electricidad ofrecida por generadores en otros países a través de interconexiones internacionales.

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 le 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 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, período durante el cual 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 2012, 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 2016:
 - 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 2010 se subsidió un total de 963,450 clientes, que representan el 65.3% 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 2010 un volumen de 574,003.1 MWh, el equivalente al 12.7% 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 por el uso de las redes de distribución: metodología para el cálculo de los cargos de distribución de las empresas distribuidoras que actúan como comercializadoras en el área geográfica donde ubican sus redes.
- Metodología para el cálculo de atención al cliente: metodología para el cálculo de los cargos de 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

Con la privatización en el año 1998, el sector quedó dividido en tres áreas de actividades: generación, transmisión y distribución. 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 atiende directa o indirectamente, a través de otras empresas de generación u otros medios, más del 25% (modificado a 40%) del consumo de electricidad del mercado nacional.

Transmisión:

- Controlado 100% por el Estado.

2.4.2 Marco regulatorio

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, el Ente Regulador de los Servicios Públicos (ERSP) (cuyo nombre cambió en abril de 2006 por Autoridad Nacional de los Servicios Públicos –ASEP-), crea también un proceso de fijación de tarifas transparente para la venta de energía a clientes regulados.

De acuerdo con la Ley Eléctrica, las tarifas de electricidad tienen una vigencia de 4 años (Artículo 100) 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 96) que 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 103, 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, el aumento en las multas que puede imponer el regulador hasta \$20 millones de balboas y se establece el derecho de los clientes de abstenerse de pagar por la porción que reclamen, al tiempo que 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.

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 por el 51% de las acciones, en el cual participa con su oferta el actual titular. Si su oferta fuere mayor al precio más alto ofrecido por otros participantes, conservará la propiedad del bloque accionario. Por el contrario, si hubiere otro 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 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.

- El período tarifario es de 4 años. El actual comprende el período entre el 1 julio 2010 hasta el 30 de septiembre 2014. 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.

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 600kWh 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 100kWh 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 de los 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 reducción progresivo del rango de subsidio para llegar sólo hasta los clientes con consumo menor a 300 kWh.

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 el agua, las telecomunicaciones, la electricidad y el 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 y 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 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 servicio al cliente. Los directores nacionales son responsables de emitir resoluciones relacionadas con sus respectivas industrias y las apelaciones a esas resoluciones son resueltas por el administrador general como etapa final del proceso administrativo.

La ASEP se encarga de controlar y fiscalizar la prestación de los servicios públicos de telecomunicaciones, electricidad, agua potable, alcantarillado sanitario, radio y televisión, así como la transmisión y distribución de gas natural.

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 y mejoras al sistema requeridos por la ley, la reglamentación o 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 tarifa.
- Determinar la información a ser suministrada por los proveedores de servicio público.
- Arbitrar conflictos entre operadores, agencia 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 2011 este porcentaje fue fijado en 0.59% y para el 2012 es de 0.73% (2010 - 0.47%).

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, 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.

Nota 3 Revisoría fiscal

EPM no contempla en su acto 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

El 16 de enero de 2006, la Junta Directiva aprobó un plan de actividades de gobierno corporativo que contempló la obligatoriedad de un auditor externo y la responsabilidad del Gerente General en el manejo de la información financiera.

Mediante un proceso de solicitud pública de ofertas se contrató a la firma PricewaterhouseCoopers Ltda. para realizar 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) y a la Corporación Financiera Internacional (IFC).

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, los hechos y las 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.

- La Resolución 357 del 2008: establece el procedimiento de control interno contable y el envío del informe anual de evaluación de control interno que se debe entregar a la CGN.

De acuerdo con la normatividad vigente, el Grupo 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 consolidados 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 del mes de diciembre, pero cuyas facturas se emiten en los meses de 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 ciertas 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 consolidados 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, bajo 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 y 4686 de 2010, 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 máxima 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+) y Fitch Ratings (F1+) y contar como

mínimo con "AA", la tercera mejor calificación vigente para el largo plazo 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. Las tasas de referencia y los márgenes 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:** comprenden las inversiones en entidades no controladas, las cuales corresponden principalmente a 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, subsidios para los servicios de acueducto y alcantarillado, energía y gas. 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 gasodomésticos, prestación de otros servicios informáticos, asistencia técnica y arrendamientos, entre otros.

Para su reconocimiento deberán cumplirse 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 deudores se establece una provisión administrativa, con cargo a la cuenta de "Gastos de provisión para deudores". Cuando las cuentas por cobrar están amparadas en garantías no se provisionan. El valor de la provisión para cubrir el riesgo de incobrabilidad, se determina en forma general de acuerdo con los siguientes rangos:

- Saldos vencidos entre 180 y 360 días: 50%
- Saldos vencidos mayores a 361 días: 100%

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.

Los inventarios incluyen: mercancías en existencia que no requieren transformación, como medidores de energía, gas y agua y bienes de proveeduría. Incluyen, además, 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.

Las disminuciones físicas o monetarias, tales como merma, deterioro, obsolescencia o disminución del precio de venta de los inventarios, se tienen en cuenta para el cálculo de la provisión que ampara dichos eventos. El cálculo de la provisión se realiza mediante criterios técnicos que permiten determinar su razonabilidad, de acuerdo con la naturaleza del inventario.

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.

- 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 de 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 compañía actualiza 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 la vida remanente, la ubicación, el estado, la capacidad productiva, la situación de mercado, el grado de negociabilidad, la obsolescencia y el 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
Edificaciones	
Presas, estaciones repetidoras	50
Edificios, casas, oficinas, almacenes, casetas, campamentos, parqueaderos, garajes, bodegas, instalaciones deportivas	30 - 50
Tanques de almacenamiento	20
Plantas, ductos y túneles	
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
Plantas de telecomunicaciones	15
Redes, líneas y cables	
Redes de distribución	25
Redes de recolección de aguas	30
Líneas y cables de transmisión	40
Líneas y cables de telecomunicaciones	25
Maquinaria y equipo	
Equipo de construcción, maquinaria industrial, equipo de música, de recreación y deporte	7
Herramientas y accesorios	7 - 10
Equipo para estaciones de bombeo	7
Equipo de centros de control, maquinaria , equipo de dragado y equipo de aseo	5 - 10
Equipo médico y científico	
Equipo de investigación	5
Equipo de laboratorio, médico y científico	7 - 10
Muebles, enseres y equipos de oficina	7 - 10
Equipos de comunicación y computación	5 - 10
Equipo de transporte, tracción y elevación	5
Equipos de comedor, cocina, despensa y hotelería	7 - 10

Entre las clasificaciones se encuentran:

- **Construcciones en curso:** representa todas las erogaciones incurridas por la compañía 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 y reposición de redes, plantas, 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 energía se realizan inversiones, principalmente, para la construcción, rehabilitación o modernización de centrales de generación energía, así como 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.

En el negocio de distribución de gas, por su parte, se realizan inversiones para abordar el mercado no residencial y la expansión por fuera del Valle de Aburrá mediante el sistema de GNC en los municipios donde aún no se puede acceder con los gasoductos convencionales.

En el GEN Aguas se realizan inversiones destinadas a la modernización y reposición de las redes de acueducto y aguas residuales en los diferentes circuitos, así como para la ampliación de conducciones y la adquisición de equipos para las plantas de potabilización y estaciones de bombeo. A esto se suma la reposición de equipos en las plantas de tratamiento de aguas residuales y la construcción, reposición, optimización y ampliación de redes secundarias y colectores, como parte del "Programa de saneamiento del río Medellín y sus quebradas afluentes".

- **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 compañía 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 la compañía para la generación, transmisión y distribución de energía, distribución de gas, acueducto y saneamiento.

En la infraestructura operativa que utiliza EPM en los negocios de generación energía, transmisión y distribución de energía, gas natural, acueducto y saneamiento aguas residuales se encuentran, entre otros, las obras civiles y equipos de las plantas de generación, tratamiento, conducción, gasoductos, subestaciones de energía, canalizaciones y estaciones de bombeo.

- **Redes, líneas y cables:** representa el valor de las redes de distribución de energía y acueducto, recolección aguas, redes de alimentación de gas, 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. En términos generales se utilizan como base las vidas útiles sugeridas por la CGN y para algunos activos con base en la vida útil probable determinada por los técnicos de la Compañía, la cual se calcula según criterios 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 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 valuados 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:

- **El 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, EPM evalúa el crédito mercantil a efectos de verificar si se mantienen las condiciones de generación de beneficios económicos futuros.

- **Las 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 generen los beneficios que se esperaban y las licencias 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.

- **Las 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 amortizará, si por el contrario su duración es finita, se amortizará al término de su vencimiento pactado en el contrato.

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

En las empresas del Grupo EPM las valorizaciones están relacionadas con:

- **Propiedades, planta y equipo:** se actualizan al comparar el valor en libros con el costo de reposición o el valor de realización. Éstos se establecen por medio de avalúos técnicos que consideran, entre otros criterios, la ubicación, el estado, la capacidad productiva, la situación de mercado, el grado de negociabilidad, la obsolescencia y el deterioro.

En la selección y aplicación de las metodologías para hacer los avalúos técnicos se tiene en cuenta la relación costo-beneficio para las empresas del Grupo EPM.

La actualización de las propiedades, planta y equipo se realiza cada tres años.

- **Inversiones en entidades controladas:** las inversiones patrimoniales en entidades controladas son objeto de ajuste al valor intrínseco, con el fin de reconocer la diferencia entre el precio de adquisición y el valor intrínseco de las acciones, cuotas o partes de interés social, en el momento de la compra. Si como resultado de la comparación el valor de la inversión es inferior al valor intrínseco, la diferencia se registra como valorización. Si por el contrario, como resultado de la comparación el valor de la inversión es superior al valor intrínseco, la diferencia se registra como provisión, afectando resultados. El ajuste al valor intrínseco se modifica por nuevas adquisiciones.

- **Inversiones en entidades no controladas:** 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.
- 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 las empresas 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:
 - o Internas (operaciones en el territorio nacional)
 - o Externas (operaciones fuera de Colombia)
- Según el vencimiento:
 - o Corto plazo. La obligación o parte de ella se vence en el término de un año
 - o Largo plazo. Su vencimiento es superior a un (1) año

Las operaciones de crédito público pactadas en moneda extranjera deben reconocerse a la tasa representativa del mercado en la fecha de transacción. Este valor debe reexpresarse mensualmente aplicando la Tasa Representativa del Mercado (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 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, debe reconocerse en el período en cuentas de resultado.

- 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. 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 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.

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 ha recibido a satisfacción y se han recibido los riesgos y beneficios del mismo.
- Es probable que del pago de dicha obligación se derive la salida de recursos que llevan incorporados beneficios futuros.
- Que el valor puede 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 regulatorio 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:** son responsables del régimen común de este impuesto aquellas compañías que realicen venta de bienes y servicios gravados, así como aquellas que reciban ingresos exentos producto de las exportaciones de servicios. Los servicios de energía, acueducto, alcantarillado y gas domiciliario se encuentran excluidos del impuesto.
- **Transferencias de Ley 99 de 1993:** las empresas generadoras de energía hidroeléctrica, cuya potencia nominal instalada total supere los 10.000 kilovatios, transferirán a las corporaciones autónomas regionales (CAR) y a los municipios y distritos donde se encuentra el embalse o cuenca hidrográfica, el 6% de las ventas brutas de energía por generación propia, de acuerdo con la tarifa que para ventas en bloque señale la CREG. En el caso de las centrales térmicas la transferencia será del 4%.

Para la liquidación de las transferencias, la Resolución CREG 135 de 1996 estableció la tarifa de venta en bloque de energía eléctrica en \$20.93/kWh (fijada en la Resolución CREG 060 de 1995), la cual se incrementará anualmente a partir del 1 de enero de 1997, con un índice equivalente a la meta de inflación prevista por la autoridad competente para cada vigencia.

- **Contribución FAZNI** (Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas): creado según el Artículo 81 de la Ley 633 de 2000: por cada kilovatio-hora despachado en la Bolsa de Energía Mayorista, ASIC, cobra un peso (\$1) a los agentes generadores de energía. La CREG, en Resolución 102 de diciembre de 2006, hizo ajustes en cumplimiento del Artículo 1 de la Ley 1099 de 2006, la cual prorrogó la vigencia de esta contribución hasta el 31 de diciembre de 2014, actualizándose el peso (\$1) nuevamente a partir del 1 de enero de 2007 con el Índice de Precios al Productor (IPP), calculado por el Banco de la República.
 - **Contribución FAER** (Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales Interconectadas): creado por el Artículo 105 de la Ley 788 de 2002 y reglamentado por el Decreto 3652 de diciembre 17 de 2003: lo administra el MME y sus recursos se destinan a financiar proyectos de inversión para la construcción e instalación de nueva infraestructura eléctrica rural.
 - **Contribución PRONE** (Programa de normalización de redes eléctricas en barrios subnormales): creado mediante las leyes 812 de 2003, 1112 de 2006 y 1151 de 2007: el MME administra el fondo, teniendo como sujeto pasivo los usuarios del transporte de energía; el hecho imponible es el transporte de energía, la base gravable es kWh, a una tarifa de \$1 por kWh hora transportado. Con los recursos de este programa el Gobierno colombiano tiene como objetivo la legalización de usuarios, la optimización del servicio y la reducción de pérdidas no técnicas a través de la instalación o adecuación de las redes de distribución, la acometida a la vivienda del usuario y la instalación del contador de energía.
- t) **Obligaciones laborales y de seguridad social:** son los compromisos que las empresas 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:
- EPM ha obtenido un beneficio del bien o servicio (pero no se ha recibido la factura por parte del proveedor para ser reconocido como real).
 - De acuerdo a lo estipulado en la ley, EPM está obligada 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.
 - **Contingencias:** para el reconocimiento de las contingencias se aplica el procedimiento establecido por la CGN en el capítulo V para “el reconocimiento y revelación de los procesos judiciales, laudos arbitrales, conciliaciones extrajudiciales y embargos decretados y ejecutados sobre cuentas bancarias”. Allí se establece que los procesos con alta probabilidad

de perderse deben registrarse como provisión, mientras que los procesos con menores posibilidades de perderse deben registrarse en cuentas de orden como obligaciones potenciales.

Las situaciones o conjunto de circunstancias, que generan incertidumbre sobre posibles pérdidas y cuyo resultado final sólo se conocerá cuando uno o más eventos se produzcan o dejen de ocurrir y que no estén clasificados dentro del procedimiento descrito, se reconocen teniendo en cuenta el principio de prudencia para el registro de gastos.

- v) **Obligaciones pensionales:** su cálculo tiene como base jurídica las normas legales vigentes sobre pensiones y, para efectos de la evaluación actuarial se siguieron los parámetros establecidos en el Decreto 2783 de 2001 del Gobierno Nacional.

Desde el año 2010, la evaluación se ha hecho teniendo en cuenta las nuevas tablas de mortalidad de rentistas aprobadas por la Superintendencia Financiera en su Resolución 1555 de 2010, según las cuales las esperanzas de vida de los rentistas (jubilados) aumentaron con respecto a las tablas anteriores, significando un período más largo de pago de pensión y, por lo tanto, un incremento de los pasivos pensionales.

La tasa de reajuste pensional en el año 2011 fue de 3.53% (en 2010 fue de 4.51%) de acuerdo con el Numeral 1, Artículo 1 del Decreto 2783 mencionado. Los bonos pensionales se actualizaron y capitalizaron según el Decreto 1748 del 12 de octubre de 1995 y el Artículo 6 del Decreto 4937 del 2009 del Ministerio de Hacienda y Crédito Público, que ordenó valorar los bonos tipo T (bonos no emitidos), a una tasa de interés del 4%, desde la fecha de corte hasta la fecha de actualización, los cuales en el año 2009 formaban parte de los bonos tipo B, que corresponden al régimen de prima media y se valoraban con una tasa del 3%. Se tomaron como base los valores ya conocidos de los bonos en la fecha de corte, luego de deducir los pagados durante el año.

En la metodología del cálculo se incluyeron las mesadas adicionales de junio y diciembre de cada año, así como el valor actual del auxilio funerario en el grupo de jubilados, en cumplimiento del literal b), Artículo 2 del Decreto 1517 del 4 de agosto de 1998.

El pasivo pensional se encuentra amortizado al 100%. Encumplimiento de la Resolución 356 de 2007, desde el año 2009 los pagos por pensiones se registran afectando la cuenta del pasivo.

- **Patrimonio autónomo:** de conformidad con lo establecido en el Decreto 810 de 1998, en abril de 2003 se constituyó el contrato de fiducia 090416150, para la administración de un patrimonio autónomo con el fin de garantizar el pago de las obligaciones derivadas de los bonos pensionales y de las cuotas partes de bonos que le correspondan a cada una de las empresas que conforman el Grupo EPM, así como el pago de indemnizaciones sustitutivas derivadas de los riesgos que regula el sistema general de pensiones.

El fondo se proyecta de manera que se extinga al momento del pago de la última pensión a cargo de cada empresa (año 2065). Con la constitución de este patrimonio se garantiza a futuro la disponibilidad de recursos para atender el pago del pasivo pensional de bonos de las empresas y se independiza el manejo financiero de los mismos.

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

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 el Grupo EPM.

w) **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.

- **Reservas:** en cumplimiento de las disposiciones tributarias contenidas en los artículos 130 (reserva del 70% por el exceso de la depreciación fiscal sobre la contable) y 211 del Estatuto Tributario, EPM ha constituido las reservas requeridas a 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 constituyó una reserva por la aplicación del método de participación patrimonial. La reserva corresponde 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.

- **Excedentes financieros:** en cumplimiento del Acuerdo Municipal 12 de 1998, del Concejo de Medellín, por medio del cual se adoptaron los estatutos de la empresa industrial y comercial del estado EPM, se estableció en el artículo 5 que la base de liquidación de los excedentes financieros que se transfieren al Municipio de Medellín es la utilidad antes de ajustes por inflación, menos impuestos. Con esta base, el Consejo Municipal de Política Económica y Social (COMPES) determina la cuantía o el porcentaje de los excedentes financieros que harán parte de los recursos de capital del presupuesto municipal.

Adicionalmente, el Acuerdo Municipal 69 de 1997, (Por medio del cual se transforma EPM y se dictan otras disposiciones), estableció en su Artículo 13: el porcentaje de los excedentes financieros de EPM, de conformidad con el Artículo 97 del Decreto 111 de 1996, no puede ser transferido en un

porcentaje superior al 30% al Municipio de Medellín y se destinará por este exclusivamente a inversión social y al pago del alumbrado.

- **Superávit por valorizaciones:** representa el valor del aumento neto del valor en libros de los activos, determinado como resultado de la actualización, de conformidad con normas técnicas. En EPM se reconoce 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.
 - **Revalorización del patrimonio:** registra el valor de los ajustes por inflación de los saldos de las cuentas del patrimonio practicados desde 1992 hasta el año 2000. De acuerdo con normas vigentes, este saldo no podrá distribuirse como utilidad hasta que se liquide la empresa o se descapitalice.
- x) **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.
- y) **Ingresos operacionales:** son los flujos recibidos por las empresas del Grupo 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
 - Que el valor del servicio se pueda cuantificar en forma razonable
 - Que se espere recibir el producto del servicio prestado
 - Que el ingreso sea susceptible de incrementar el patrimonio neto

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

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

Cada empresa reconoce 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; además, que su valor se pueda cuantificar en forma razonable y que sea probable de obtener el producto del bien o servicio entregado.

Así mismo, si existen derechos a reclamos por parte de terceros que afecten el valor del ingreso, estos deberán estimarse y reconocerse en los estados financieros consolidados.

aa) **Costos de prestación de servicios:** son aquellas 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

bb) **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 período 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 han recibido los riesgos y beneficios del bien o servicio
- El valor del gasto 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

cc) **Reclasificaciones:** con el fin de presentar las cifras de ambos períodos de forma que se propicie su comparabilidad, se hicieron algunas reclasificaciones, en presentación, de las cifras del año anterior.

Nota 6 Efectos y cambios significativos en la información contable

Impuesto al patrimonio

La Ley 1370 de 2009 estableció nuevamente el impuesto al patrimonio a partir del período gravable 2011 a una tarifa del 4.8%. A diferencia de la norma anterior, esta obligó a causar la totalidad del impuesto en el año 2011, dando la posibilidad de llevarlo directamente al gasto o contra la cuenta de revalorización del patrimonio. Sin embargo, el pago se realizará en 8 cuotas iguales durante los años 2011, 2012, 2013 y 2014.

EPM analizó los impactos financieros, la afectación de los excedentes a distribuir al Municipio de Medellín y la posición contable de las empresas del sector de servicios

públicos, entre otros. De esta manera, EPM presentó a la Junta Directiva (reunida el 7 de diciembre de 2010) el resultado de este análisis y solicitó autorización para que a partir del año 2011 se contabilice el impuesto al patrimonio contra la revalorización del patrimonio. La Junta Directiva aprobó esta solicitud.

Este impuesto se contabilizó con la metodología establecida por la CGN en el Concepto 20119-158027 de 2011, donde se determinó causar a 31 de diciembre de 2011 el 100% del pasivo del impuesto por pagar, valor correspondiente a los pagos de los años 2011, 2012, 2013 y 2014, contra la revalorización del patrimonio en aquellas empresas del grupo donde existía saldo en dicha cuenta o como un cargo diferido amortizable en los períodos de pago del mismo, en aquellas donde no existía saldo o era insuficiente para cubrir el monto total.

Nota 7 Hechos posteriores de impacto para el 2012

Fallo sobre proceso mina Versailles embalse Riogrande II

El 17 de enero de 2012 se notificó a EPM del fallo desfavorable en segunda instancia del Tribunal Superior de Medellín respecto a la afectación de la explotación minera de la mina Versailles con el embalse Riogrande II. El fallo condena a EPM a pagar \$8,050, que indexados desde el 2006 equivalen a \$10,065. Este hecho fue reconocido como provisión para procesos judiciales.

Resolución CREG sobre Porce IV

El 19 de enero de 2012 se notificó a EPM de la Resolución CREG 184 de 2011, por la cual se decidió desfavorablemente el recurso de reposición interpuesto por EPM en contra de la Resolución CREG 104 de 2011.

En la Resolución CREG 104 de 2011, la CREG consideró la suspensión indefinida del proyecto Porce IV como un incumplimiento grave e insalvable por lo cual hará efectiva la garantía establecida en la subasta de asignación de obligaciones de energía en firme por valor de USD 13,919,819. Este hecho fue registrado en cuentas de orden acreedoras ya que sólo existe una obligación real para EPM cuando el acto administrativo quede en firme, es decir, una vez agotados los recursos y notificaciones a la Compañía.

Nota 8 Otros aspectos relevantes

8.1 Combinación de negocios

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 Adquisiciones de Panama Distribution Group (PDG), Elektra Noreste S.A. (ENSA), y AEI El Salvador Holdings Ltd., Distribuidora de Electricidad del Sur (Delsur), Electricidad de Centroamérica Ltda. de C.V., PPLG El Salvador II e Innova Tecnología y Negocios S.A. de C.V. en 2011

El 19 de enero de 2011 EPM cerró un acuerdo con AEI para adquirir, por valor de USD 200 millones, el 100% de dos importantes sociedades relacionadas con el negocio de electricidad en Centroamérica: Panama Distribution Group (PDG), que tiene una participación accionaria del 51% de Elektra Noreste S.A. (ENSA) y AEI El Salvador Holdings Ltd., que cuenta con el 86.41% de Distribuidora de Electricidad del Sur (Delsur).

La negociación incluyó también las participaciones accionarias con control de las siguientes empresas, constituidas para prestar servicios a esta última: Electricidad de Centroamérica Ltda. de C.V. PPLG El Salvador II, e Innova Tecnología y Negocios S.A. de C.V.

En términos de clientes y ventas de energía, ENSA es la segunda distribuidora eléctrica de Panamá. Atiende a más de 360 mil clientes y cuenta con una concesión exclusiva para atender la región Noreste del país, que incluye el puerto de Colón y la bahía de Panamá y cerca del 50% del área de la ciudad de Panamá, sede de las principales actividades comerciales e industriales de ese país.

Por otra parte, Delsur cuenta con 320 mil clientes, es la segunda empresa de este sector en El Salvador y se dedica a la transformación, distribución y comercialización de energía en la zona Centro-Sur del país, principalmente en los departamentos de La Libertad, San Salvador, La Paz, San Vicente y Cuscatlán.

La operación de adquisición de estas compañías se detalla a continuación:

	Valor pagado	Patrimonio neto adquirido
PDG	254,905	162,936
AEI El Salvador Holdings Ltd.	117,479	86,413
	372,384	249,349
Caja adquirida	(29,690)	-
Pago por compra de compañías, neto de caja adquirida	342,694	-

8.1.2 Adquisición de Aguas de Malambo S.A. E.S.P. en julio de 2011

El 29 de junio de 2011, EPM realizó un acuerdo de capitalización con los accionistas de la empresa Aguas de Malambo S.A. E.S.P., transacción que tiene por objetivo realizar un aporte total de \$26,100 millones de pesos de acuerdo con el esquema definido por las partes, que consiste en la realización de aportes anuales durante los períodos 2011, 2012, 2013 y 2014, con lo cual EPM alcanzará un porcentaje de participación del 84.99%.

Aguas de Malambo S.A. E.S.P. es una compañía que presta los servicios de acueducto, alcantarillado y aseo en el municipio de Malambo, departamento del Atlántico.

La operación de adquisición de esta compañía se detalla a continuación:

	Valor pagado	Patrimonio neto adquirido
Aguas de Malambo S.A. E.S.P.	4,213	4,213
	4,213	4,213
Caja adquirida	(2,027)	-
Pago por compra de compañías, neto de caja adquirida	2,186	-

8.1.3 Creación de la sociedad EPM Capital México S.A. de C.V., en el mes de mayo de 2012

El 4 de mayo de 2012, en Ciudad de México, EPM Matriz y EPM Inversiones S.A. crearon la sociedad EPM Capital México S.A. de C.V., la cual tiene por objeto social principal 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.

8.1.4 Fusión de UNE EPM Telecomunicaciones S.A. y UNE EPMBogotá S.A., en el mes de junio de 2012

El 30 de junio de 2012 UNE EPM TELECOMUNICACIONES S.A. formalizó la reforma estatutaria consistente en la fusión en virtud de la cual absorbió a su filial UNE EPMBogotá S.A.

8.1.5 Escisión de la sociedad Centrales Eléctricas del Norte de Santander S.A. E.S.P. (CENS), en el mes de agosto de 2012

Como resultado de la escisión de Centrales Eléctricas del Norte de Santander S.A. E.S.P. (CENS), el 24 de agosto de 2012, en Cúcuta, se constituyó la sociedad CENS Inversiones S.A., cuyo objeto social es la inversión 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.

8.2 Programa NIIF

Las Normas Internacionales de Información Financiera-NIIF (IFRS por sus siglas en inglés), son un conjunto de disposiciones y lineamientos contables, que le dan una estructura razonable a la información financiera y a la estructura contable de la empresa.

Estas reglas se están convirtiendo en el lenguaje contable universal para asegurar que en todos los países se hable el mismo idioma financiero, homogenizando los marcos de información y facilitando la interacción de los mercados, lo que se constituye en un paso más hacia la globalización.

Recientemente, en Colombia ha cobrado una gran importancia con la aprobación de la Ley 1314 de 2009, que establece la directriz del Gobierno de avanzar hacia los estándares internacionales de contabilidad y auditoría.

El Grupo Empresarial EPM está adelantando el “Programa NIIF” para presentar la información financiera bajo estos estándares.

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 compañía 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 y 31 de diciembre los valores utilizados fueron:

Moneda	2012	2011	Var %
Dólar americano (USD)	1,800.52	1,942.70	(7.32%)
Libra esterlina (GBP)	2,907.48	3,019.15	(3.70%)
Yen japones (JPY)	23.14	25.26	(8.39%)
Euro (EUR)	2,316.37	2,521.92	(8.15%)
Franco suizo (CHF)	1,915.86	2,077.52	(7.78%)
Quetzal (GQT)	225.56	248.67	(9.29%)
Peso mexicano (MXN)	139.42	139.92	(0.36%)

Los efectos en resultados por diferencia en cambio a 30 de septiembre de 2012 y 2011 fueron los siguientes:

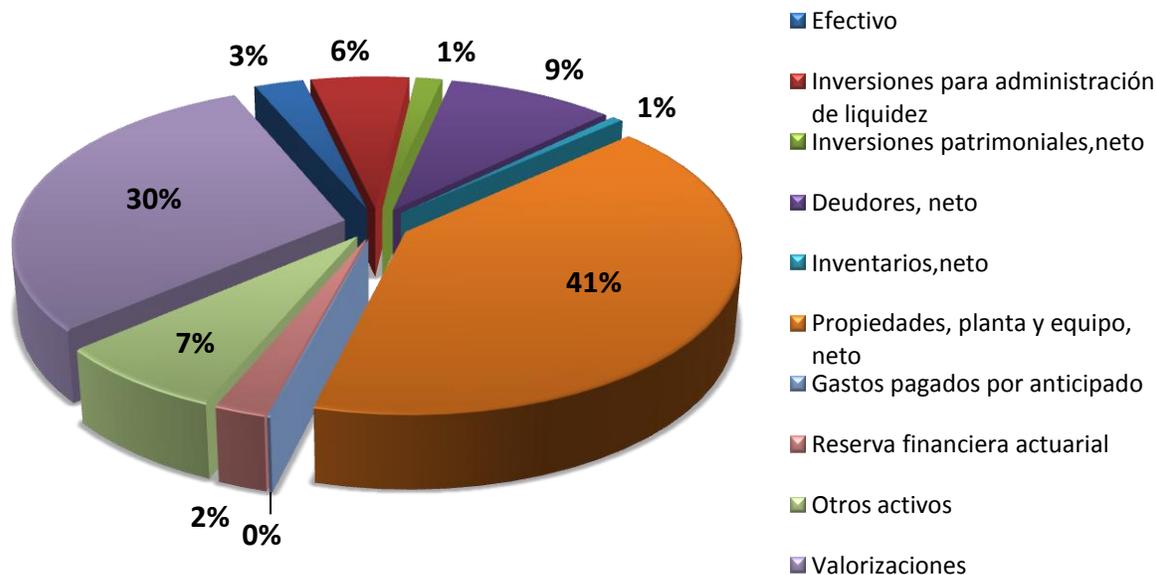
	2012	2011
Ingresos no operacionales por diferencia en cambio		
Efectivo	3,551	27,033
Adquisición de bienes y servicios	39,824	26,088
Inversiones	0	418
Deudores	10,859	25,514
Operaciones de crédito público	123,695	12,811
Otros ajustes por diferencia en cambio	8,566	8,879
Total ingresos no operacionales por diferencia en cambio	186,495	100,743
Gastos no operacionales por diferencia en cambio		
Efectivo	6,072	1,242
Adquisición de bienes y servicios nacionales	18,402	28,851
Deudores	31,847	23,877
Inversiones	6,257	3,208
Operaciones de crédito público externas de corto plazo	7,107	7,051
Otros ajustes por diferencia en cambio	12,799	5,546
Total gastos no operacionales por diferencia en cambio	82,484	69,775

Cifras en millones de pesos colombianos

Balance general

Activos

La composición de los activos del Grupo EPM a 30 de septiembre de 2012 fue:



Nota 10 Efectivo

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

		2012	2011
Caja		4,342	3,472
Bancos		902,581	944,038
Otros recursos disponibles	1	30,597	14,245
Total efectivo		937,520	961,755
Incluye efectivo restringido	2	29,187	51,275

Cifras 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:

Convenio	Nota	2012	2011
Municipio de Medellín – Moravia	2.1	1,450.00	4,354.00
Municipio de Medellín – Aguas	2.2	2,641.00	6,298.00
Municipio de Medellín - Miguel de Aguinaga	2.3	0.00	642.00
Municipio de Medellín - Terrenos	2.4	453.00	3,020.00
Departamento de Antioquia e IDEA – Programa Antioquia Iluminada	2.5	4,831.00	9,339.00
Fondo Nacional de Regalías - Gas	2.6	0.00	11.00
Programa Aldeas	2.7	1,667.00	4,723.00
Depósitos Ley 820	2.8	48.00	34.00
Convenio 10000083 Rendimiento	2.9	21.00	16.00
Convenio 10000083 Sopetrán	2.9	228.00	405.00
Convenio 5847	2.9	3.00	143.00
Convenio- Santafé	2.9	2.00	2.00
Convenio-San Jerónimo	2.9	12.00	12.00
Audiencias públicas	2.10	88.80	87.00
Convenio ESSA-Gobernación Fase I	2.10	791.19	779.00
Convenio Gobernación	2.10	547.61	851.00
Convenio Gobernación ESSA Fase III	2.10	172.32	1,619.00
Convenio Gobernación ESSA Fase IV	2.10	1,043.50	4,710.00
Convenio Gobernación ESSA Fase V	2.10	8,082.55	7,793.00
Prone 05 - ESSA	2.10	932.70	905.00
Faer 036 - ESSA	2.10	270.55	0.00
Faer 030 - ESSA	2.11	1,274.48	689.00
Faer 014 - ESSA	2.12	326.05	315.00
Alumbrado Público San Gil	2.13	228.02	253.00
Convenio ESSA - Municipio Charalá	2.14	267.50	327.00
F.N.R. Jesús María - ESSA 2009		0.07	0.00
F.N.R. Macaravita - ESSA 2009		0.01	0.00
Línea Puerto Wilches Barranca		0.08	36.00
Apoyo Financiero 10003713-49 Apartadó	2.15	176.00	176.00
Apoyo Financiero 10003713-49 Chigorodó	2.15	58.00	58.00
Apoyo Financiero 10005141-153	2.15	2,886.00	2,891.00
Apoyo Financiero 10005431-CF-12-4842	2.15	2.00	3.00
Fondo de Calamidad Doméstica	2.16	9.87	12.08
Fondo de Vivienda	2.16	673.73	772.25
Total convenios		29,187	51,275

Cifras en millones de pesos colombianos

- (2.1) Recursos destinados para la 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, el cual tiene una población principalmente desplazada de estratos 1 y 2. La ejecución de este proyecto se inició en septiembre de 2010.
- (2.2) Este proyecto tiene como objetivo el manejo integral del agua para el consumo humano. Su ejecución se inició en el 2008.
- (2.3) Estos recursos fueron aportados conjuntamente por el Municipio de Medellín y EPM para el mantenimiento del edificio Miguel de Aguinaga. Se realizará el finiquito de este convenio en el año 2012.

- (2.4) Los recursos de este proyecto son destinados a la adquisición de predios de las zonas de protección de cuencas hidrográficas abastecedoras del sistema de acueducto del Municipio de Medellín.
- (2.5) Tiene como objetivo llevar el servicio de energía eléctrica a viviendas rurales en los municipios que comprenden el Departamento de Antioquia, en un período de tres años que comenzó en 2009.
- (2.6) Tiene como objetivo la 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 en el año 2010.
- (2.7) El objeto del programa es 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 aquellas que se encuentran en situación de desplazamiento forzado o voluntario.
- (2.8) Los depósitos recibidos, en cumplimiento del Artículo 15 de la Ley 820 de 2003 y el Decreto Reglamentario 3130 del 4 de noviembre de 2003, correspondieron a una garantía exigida por el arrendador (propietario) al inquilino, equivalente a dos meses de facturación del cargo fijo y los cargos por aportes de conexión y por unidad de consumo, con el fin de que la vivienda no se afectara ante un eventual incumplimiento por parte del inquilino en el pago oportuno de los servicios públicos.
- (2.9) Recursos administrados por Regional de Occidente y corresponde a los 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.
- (2.10) Corresponde a 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, a cargo de ESSA.
- (2.11) Corresponde a convenio de asistencia técnica entre la Nación, Ministerio de Minas y ESSA para la administración y la ejecución de los recursos del Fondo de apoyo financiero para la energización de las zonas rurales interconectadas (FAER).
- (2.12) Corresponde a 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 a la normalización de redes eléctricas que atiende ESSA.
- (2.13) Corresponde a la construcción de redes de media y baja tensión para electrificación rural de usuario de ESSA.

- (2.14) Corresponde a la construcción de redes de media y baja tensión, montaje de transformadores e instalaciones internas para la electrificación rural de veredas del Municipio de Charalá que atiende ESSA.
- (2.15) Corresponde a los recursos financieros que Aguas de Urabá ha generado por operación propia. Estos recursos se encuentran en entidades bancarias como Bancolombia, BBVA y Banco Popular.
- (2.16) Corresponde a los recursos financieros que EDEQ ha destinado para los préstamos de vivienda y calamidad domestica de los funcionarios.

Nota 11 Inversiones para administración de liquidez

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

		2012		2011	
		Valor	Rentabilidad promedio	Valor	Rentabilidad promedio
Derechos en fondos de valores y fiducias de inversión	1	588,637	4.39% E.A.	197,661	3.73% E.A.
Títulos de tesorería -TES	2	246,805	6.95% E.A.	938,438	4.80% E.A.
Certificados de depósito a término	3	793,301	6.08% E.A.	888,548	5.67% E.A.
Bonos y títulos emitidos por entidades financieras	4	162,109	1.90% E.A. en USD	107,702	2.19% E.A. en USD
Bonos y títulos emitidos por el Gobierno General Nacional	5	44		26,219	3.89% E.A. en USD
Bonos y títulos emitidos por el sector privado		16,048	7.09% E.A.	46,811	5.28% E.A.
Otras inversiones para administración de liquidez		243		12,869	
Inversiones para administración de liquidez corrientes		1,807,187		2,218,248	
Depósitos de operaciones de endeudamiento externo		2,602		2,807	
Bonos y títulos emitidos por entidades financieras		59,166	8.63% E.A. en GTQ	63,709	8.63% E.A. en GTQ
Otras inversiones para administración de liquidez		0		0	
Inversiones para administración de liquidez no corrientes		61,768		66,516	
Total inversiones para administración de liquidez		1,868,955		2,284,764	

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. Su valoración se efectúa con la tasa y margen vigentes.
- (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) Corresponde a inversiones en "Bonos Yankees", títulos emitidos en dólares por el Gobierno Nacional y expresados en pesos colombianos, y "Treasury bills", títulos emitidos por el Tesoro americano con vencimiento menor a un año.

Nota 12 Deudores, neto

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

		2012	2011
Prestación de servicios públicos			
Servicio de energía		1,285,412	1,230,003
Servicio de gas combustible		51,517	53,999
Servicio de alcantarillado		50,088	41,792
Servicio de acueducto		48,565	41,917
Servicio de telecomunicaciones		342,574	421,284
Servicio de aseo		159	187
Subsidio servicio de acueducto		8,328	4,124
Subsidio servicio de alcantarillado		2,357	168
Subsidio servicio de energía		75,652	74,564
Subsidio servicio gas combustible		54,275	49,689
Subsidio servicio de telecomunicaciones		4,241	0
Depósitos y anticipos entregados	1	86,434	88,295
Anticipos o saldos a favor por impuestos y contribuciones		177,285	157,858
Administración recursos sistema de salud		9,838	11,452
Recursos entregados en administración		13,732	10,875
Otros deudores			
Arrendamientos		6,240	5,214
Cuotas partes pensionales		18,803	18,219
Esquemas de cobro		10,791	27,703
Dividendos y participaciones por cobrar		6	5,012
Honorarios y comisiones		3,315	2,149
Ventas de activos		4,224	4,571
Créditos a empleados		13,261	37,029
Pagos por cuenta de terceros		14,322	18,955
Intereses		3	36,456
Otros deudores menores		76,985	97,715
Deudas de difícil cobro			
Servicio de energía		169,103	156,154
Servicio de acueducto		76,491	75,650
Servicio de alcantarillado		52,592	51,383
Servicio de gas combustible		8,316	8,720
Servicio de telecomunicaciones		118,656	80,195
Otras deudas de difícil cobro		89,906	87,658
Venta de bienes		14,545	21,997
Prestación de servicios diferentes a servicios públicos		190,833	216,637

Deudores corrientes		3,078,849	3,137,624
Provisión porción corriente	2	(663,046)	(612,377)
Deudores neto porción corriente		2,415,803	2,525,247
Prestación de servicios públicos			
Servicio de energía		74,975	64,867
Servicio de gas combustible		189,163	170,270
Servicio de alcantarillado		25,551	25,995
Servicio de acueducto		43,391	42,642
Servicio de telecomunicaciones		(69)	(209)
Depósitos y anticipos entregados		39,193	75,072
Otros deudores			
Créditos a empleados		109,762	80,517
Esquemas de cobro		7,066	0
Intereses		30,688	41,975
Pagos por cuenta de terceros		10,956	14,283
Otros		198,702	200,957
Venta de bienes		5,070	8,983
Prestación de servicios		22,662	1,777
Recursos entregados en administración		0	0
Deudores no corrientes		757,110	727,129
Deudores, neto		3,172,913	3,252,376

Cifras en millones de pesos colombianos

- (1) El crecimiento de este concepto está relacionado con la causación de los anticipos a la administración de impuestos de Colombia (DIAN) – Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales) por concepto de pago anticipado del impuesto de renta del periodo fiscal 2013.
- (2) Movimiento neto de la provisión para deudores:

	2012	2011
Saldo inicial:	612,377	548,810
Incremento del año	59,293	113,862
Gasto de ejercicios anteriores	-	(5,635)
Ajuste por conversión	(1,454)	-
Combinación de negocios	(3,135)	24,004
Recuperación provisión	(619)	(16,105)
Utilización de la provisión	(3,416)	(52,599)
Total provisión para deudores	663,046	612,377

Cifras en millones de pesos colombianos

Nota 13 Inventarios, neto

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

		2012	2011
Materiales para la prestación de servicios		181,326	189,819
Mercancía en existencia	1	20,186	13,793
Mercancía en poder de terceros		3,004	5,273
Mercancía en tránsito		2,414	2,628
Productos en proceso		770	595
Subtotal inventarios		207,700	212,108
Provisión			
Materiales para la prestación de servicios		(6,930)	(4,750)
Mercancías en existencia		(693)	(1,534)
Mercancía en poder de terceros		0	0
Total provisión	2	(7,623)	(6,284)
Total inventarios		200,077	205,824

Cifras en millones de pesos colombianos

- (1) Incluye elementos de víveres y rancho asociados a los productos comercializados en las proveedurías de EPM.
- (2) El movimiento de la provisión para la protección de inventarios fue:

	2012	2011
Saldo inicial	6,284	4,392
Incremento del período	3,314	1,796
Utilización de provisión	(2,543)	(620)
Ajuste por conversión	568	-
Recuperación de provisiones		(192)
Combinación de negocios	-	908
Saldo final	7,623	6,284

Cifras en millones de pesos colombianos

Nota 14 Gastos pagados por anticipado

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

		2012	2011
Seguros		45,858	25,492
Arrendamientos		606	489
Otros gastos pagados por anticipado		3,709	6,413
Gastos pagados por anticipado corrientes		50,173	32,394
Seguros		10,042	5,575
Arrendamientos		41,164	45,096
Otros gastos pagados por anticipado	1	123,027	122,804
Gastos pagados por anticipado no corrientes		174,233	173,475
Total gastos pagados por anticipado		224,406	205,869

Cifras en millones de pesos colombianos

- (1) Incluye los derechos de usos de Cables denominados IRUS, WIMAX y Compra de Dominios entre otros (Derecho Irrevocable de Uso (IRU) sobre hilos de fibra óptica

oscura, compra de dominios, derechos de usufructo), conceptos de la filial UNE EPM Telecomunicaciones.

Nota 15 Inversiones patrimoniales, neto

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

		2012	2011
En entidades no controladas		604,320	604,358
En entidades en liquidación		1,049	1,049
Inversiones patrimoniales	1	605,369	605,407
Provisión	2	(99,726)	(99,490)
Inversiones patrimoniales, neto		505,643	505,917

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
			2012	2011	
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.	14.15%	14.15%	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	46.33%	46.33%	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.	1.38%	1.38%	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	7.34%	7.34%	Febrero 28, 2003
Electrificadora del Caribe S.A.	Barranquilla	Distribución y comercialización de energía eléctrica en el Caribe colombiano	0.05%	0.05%	Junio 6, 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
Tranorient 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:

2012					
Entidad	Costo	Provisión	Neto	Valorización	Dividendos
Isagen S.A. E.S.P.	194,311	-	194,311	673,539	27,178
Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P.	187,035	-	187,035	884,970	20,719
Colombia Móvil S.A. E.S.P.	152,073	(81,721)	70,352	-	-
Hidroeléctrica Ituango S.A. E.S.P.	28,025	-	28,025	5,929	618
Gestión Energética S.A. E.S.P.	12,700	(12,033)	667	-	-
Transoriente S.A. E.S.P.	8,633	-	8,633	3,175	1,158
Gas Natural del Oriente S.A. E.S.P.	7,651	-	7,651	9,530	-
Reforestadora Industrial de Antioquia (RIA)	5,076	(289)	4,787	-	-
Electrificadora del Caribe S.A. E.S.P.	1,398	(320)	1,078	-	-
Otros	7,418	(5,363)	2,055	17,414	12
Total	604,320	(99,726)	504,594	1,594,557	49,685

Cifras en millones de pesos colombianos

2011					
Entidad	Costo	Provisión	Neto	Valorización	Dividendos
Isagen S.A. E.S.P.	194,311	-	194,311	546,417	10,987
Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P.	187,035	-	187,035	1,074,148	9,684
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	-
Gestión Energética S.A. E.S.P.	12,700	(11,977)	723	-	1,625
Transoriente S.A. E.S.P.	8,633	-	8,633	2,404	-
Gas Natural del Oriente S.A. E.S.P.	7,651	-	7,651	9,199	7,103
Reforestadora Industrial de Antioquia (RIA)	5,076	(339)	4,737	-	-
Electrificadora del Caribe S.A. E.S.P.	1,398	(345)	1,053	-	-
Otros	8,505	(5,207)	3,298	1,137	-
Total	605,407	(99,490)	505,917	1,639,507	29,399

Cifras en millones de pesos colombianos

La información financiera principal de las inversiones registradas bajo el método del costo a 31 de diciembre de 2011 fue:

2011				
Empresa	Resultado neto	Activos	Pasivos	Patrimonio
ISA S.A. E.S.P.	336,776	9,384,833	2,988,490	6,396,343
Interconexión Eléctrica S.A. ESP	479,112	5,882,447	2,507,569	3,374,878
Hidroeléctrica Ituango S.A. E.S.P.	1,481	92,672	18,848	73,824
Reforestadora Industrial de Antioquia (RIA)	(186)	69,591	3,847	65,744
Gestión Energética S.A. E.S.P. (GENSA)	24,131	564,076	183,880	380,196
Transoriente S.A. E.S.P.	4,267	448,489	316,404	172,085
Gas Natural del Oriente S.A. E.S.P.	12,966	245,044	76,483	168,561

Cifras en millones de pesos colombianos

Se realizaron las siguientes capitalizaciones o adquisición de inversiones en empresas no controladas:

	2012	2011
Hidroeléctrica Ituango S.A. E.S.P. (*)	-	(42)
Concentra Inteligencia de Mercados	-	84
Total capitalizaciones	-	42

Cifras en millones de pesos colombianos

(*) Corresponde a reintegro de mayor capitalización realizada en exceso.

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

Concepto	2012	2011
Saldo inicial	99,490	101,075
Incremento del año	2,196	11,226
Gasto provisión años anteriores	-	-
Reclasificación de provisión	-	(230)
Recuperación de provisiones	(1,960)	(12,581)
Saldo final	99,726	99,490

Cifras en millones de pesos colombianos

Nota 16 Propiedades, planta y equipo, neto

El saldo de la propiedad, planta y equipo a 30 de septiembre y 31 de diciembre fue:

		2,012	2,011
Plantas, ductos y túneles	2	7,794,060	7,918,380
Redes, líneas y cables	2	7,173,851	6,916,110
Edificaciones		2,878,648	2,865,541
Construcciones en curso	1	1,489,134	992,357
Equipos de comunicación y computación		1,210,233	1,109,765
Maquinaria y equipo		469,299	460,579
Terrenos		224,211	219,859
Equipos de transporte, tracción y elevación		142,562	138,812
Bienes muebles en bodega		131,741	95,612
Muebles, enseres y equipo de oficina		113,896	118,911
Propiedades, planta y equipo no explotados		108,802	98,591
Maquinaria, planta y equipo en montaje		64,218	134,948
Equipo médico y científico		27,463	26,825
Propiedades, planta y equipo en tránsito		16,184	64,087
Propiedades, planta y equipo en mantenimiento		6,842	16,207
Propiedades de inversión		5,200	5,200
Equipos de comedor, cocina, despensa y hotelería		1,665	1,460
Semovientes		2	2
Subtotal propiedad, planta y equipos		21,858,011	21,183,246
Depreciación acumulada			
Plantas, ductos y túneles		(5,241,117)	(5,069,011)
Redes, líneas y cables		(2,991,101)	(2,829,927)
Equipos de comunicación y computación		(743,605)	(664,636)
Edificaciones		(640,959)	(604,249)
Maquinaria y equipo		(260,689)	(249,412)
Equipos de transporte, tracción y elevación		(104,352)	(99,067)
Muebles, enseres y equipo de oficina		(82,565)	(83,815)
Equipo médico y científico		(16,346)	(15,191)
Otros		(1,162)	(1,630)
Semovientes		(2)	(2)
Depreciación acumulada (CR)	3	(10,081,898)	(9,616,940)
Depreciación diferida		2,160,788	2,025,290
Total depreciación		(7,921,110)	(7,591,650)
Provisiones para protección de propiedades, planta y equipo (CR)	4	(140,085)	(102,229)
Total propiedades, planta y equipo, neto		13,796,816	13,489,367

Cifras en millones de pesos colombianos

(1) Al 30 de septiembre de 2012 presentaron un incremento del 50.1%, con respecto diciembre de 2011. En el negocio de generación energía se realizaron inversiones,

principalmente, para la construcción, rehabilitación y modernización de centrales de generación energía, así mismo, repotenciación y reposición de equipos de las mismas.

En los negocios de transmisión y distribución energía se ejecutaron obras en infraestructura destinadas a la expansión y reposición de redes en diferentes niveles de tensión, con el fin de cubrir las necesidades por crecimiento de la demanda de energía y el mejoramiento del nivel de calidad de servicio, así como cambios de elementos y equipos que presentan alto nivel de deterioro.

En negocio del gas se realizan inversiones para abordar el mercado no residencial y la expansión en regiones donde aún no se puede acceder con los gasoductos convencionales.

En el negocio de Aguas se realizaron inversiones destinadas a la modernización y reposición de las redes de acueducto y aguas residuales en los diferentes circuitos; ampliación de conducciones, la adquisición de equipos para las plantas de potabilización y estaciones de bombeo. La reposición de equipos en las plantas de tratamiento de aguas residuales, así como la construcción, reposición, optimización y ampliación de redes secundarias.

En Telecomunicaciones la ejecución de obras destinadas para la expansión y reposición de redes y la modernización de plantas telefónicas.

- (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.

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

	2012	2011
Saldo inicial	9,616,941	8,708,653
Incremento del periodo	593,944	716,727
Combinación de negocios	133,122	407,623
Ajuste por conversión	(55,064)	-
Depreciación diferida, neta	137,865	156,951
Retiros de propiedad, planta y equipo	(138,202)	(373,013)
Cargo años anteriores	66	-
Ajustes y eliminaciones	(201,590)	-
Otros	(5,183)	-
Saldo final	10,081,899	9,616,941

Cifras en millones de pesos colombianos

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

	2012	2011
Saldo inicial	102,229	71,028
Incremento del periodo	43,133	26,162
Gasto provisión años anteriores	1,810	(2,248)
Reclasificación de la provisión	(6,867)	12,793
Retiro de propiedad, planta y equipo	(211)	(5,506)
Ajuste por conversión	(2)	-
Combinación de negocios	7,342	-
Otros	(7,349)	-
Saldo final	140,085	102,229

Cifras en millones de pesos colombianos

Nota 17 Reserva financiera actuarial

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

Concepto		2012	2011
Encargos fiduciarios	1	735,990	716,148
Total encargos fiduciarios		735,990	716,148

Cifras en millones de pesos colombianos

- (1) Está conformado principalmente por las pensiones a cargo de EPM, quien acordó con la Fiduciaria Corficolombiana S.A., mediante contrato de fiducia CT-2010-1045, la administración de un patrimonio autónomo conformado con los recursos que destinará EPM para el pago de las mesadas pensionales tanto de EPM como las derivadas de la conmutación pensional de EADE.

El fondo está proyectado de manera que se extinga al momento del pago de la última pensión a cargo de las empresas del Grupo EPM. Con la constitución de este patrimonio se garantiza a futuro la disponibilidad de recursos para atender el pago del pasivo pensional de pensiones de las empresas y se independiza el manejo financiero de los mismos.

Nota 18 Otros activos

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

		2012	2011
Cargos diferidos	1	639	1,405
Bienes entregados a terceros	2	0	246
Total otros activos corrientes		639	1,651
Bienes y servicios pagados por anticipado		174,233	173,475
Cargos diferidos	1	544,853	432,221
Obras y mejoras en propiedad ajena	4	143,655	145,701
Bienes entregados a terceros	2	416,268	348,337
Derechos en fideicomisos	3	128,966	149,934
Bienes recibidos en dación de pago		459	678
Bienes adquiridos en leasing financiero		3,480	3,483
Bienes de arte y cultura		77	77
Intangibles	5	2,250,826	2,117,518
Total otros activos no corrientes		3,662,817	3,371,424
Amortización bienes entregados a terceros	2	(266,387)	(211,475)
Amortización intangibles	5	(902,099)	(826,844)
Depreciación bienes adquiridos en leasing		(3,102)	(2,951)
Provisión sobre bienes entregados a terceros	2	(209)	(209)
Total depreciaciones, amortizaciones y provisiones otros activos		(1,171,797)	(1,041,479)
Total otros activos no corrientes		2,491,020	2,329,945
Total otros activos, neto		2,491,659	2,331,596

Cifras en millones de pesos colombianos

(1) El saldo de cargos diferidos a 30 de septiembre y 31 de diciembre fue:

		2012	2011
Impuesto diferido		346,950	228,467
Estudios y proyectos	1.1	108,666	94,376
Impuesto para preservar la seguridad democrática		31,980	42,640
Descuento en bonos y títulos de deuda pública externa de largo plazo		22,794	25,412
Otros cargos diferidos		21,819	20,518
Gastos de desarrollo		4,307	12,792
Prima en contratos de estabilidad jurídica		7,668	8,039
Gastos de organización y puesta en marcha		1,308	1,382
Total cargos diferidos		545,492	433,626

Cifras en millones de pesos colombianos

1.1 Incluye los estudios asociados al proyecto Porce IV y cargos de la filial UNE EPM Telecomunicaciones S.A.

(2) El saldo de bienes entregados a terceros a 30 de septiembre y 31 de diciembre fue:

		2012	2011
Bienes entregados en administración	2.1	289,361	245,949
Bienes entregados en comodato		98,510	79,772
Otros bienes entregados en comodato		28,397	22,862
Subtotal bienes entregados a terceros		416,268	348,583
Amortización	2.2	(266,387)	(211,475)
Provisión		(209)	(209)
Total bienes entregados a terceros		149,672	136,899

Cifras en millones de pesos colombianos

- 2.1 Presentó un incremento de \$43,412 que corresponde a bienes entregados a los clientes de telecomunicaciones por parte de UNE EPM Telecomunicaciones.
- 2.2 El movimiento de la amortización acumulada de bienes entregados a terceros fue:

	2012	2011
Saldo inicial	211,475	128,366
Incremento del periodo costo	54,990	661
Incremento del periodo gasto	316	92,041
Gasto ejercicios anteriores	-	(3)
Retiros	(12,790)	-
Ajuste por conversión	-	-
Combinación de negocios	7,422	-
Otros incrementos (disminuciones)	4,974	(9,590)
Saldo final	266,387	211,475

Cifras en millones de pesos colombianos

- (3) Derechos en fideicomiso son los recursos entregados por las empresas del grupo a compañías encargadas de la administración de patrimonios autónomos.
- (4) Las obras y mejoras en propiedad ajena incluyen las adecuaciones en algunas oficinas de atención al cliente en las diferentes zonas. Así mismo, pavimentos por afectación de las vías por trabajos de EPM y de UNE EPM Telecomunicaciones.
- (5) El saldo de intangibles a 30 de septiembre y 31 de diciembre fue:

		2012	2011
Crédito mercantil	5.1	1,218,370	1,208,842
Software, licencias, derechos		1,009,210	886,709
Marcas, concesiones y franquicias		2,068	2,068
Servidumbres		12,031	10,750
Otros intangibles		9,148	9,149
Subtotal intangibles		2,250,827	2,117,518
Menos amortización crédito mercantil		(303,825)	(271,380)
Menos amortización software, licencias, derechos		(562,632)	(539,196)
Menos amortización marcas, concesiones y franquicias		(20,659)	(2,068)
Menos amortización servidumbres y otros		(14,984)	(14,200)
Subtotal amortización	5.2	(902,100)	(826,844)
Total intangibles		1,348,727	1,290,674

Cifras en millones de pesos colombianos

5.1 La composición del crédito mercantil fue la siguiente:

2012			
	Costo	Amortización	Valor Neto
Distribución Eléctrica Centroamericana DOS (II) S.A.	336,140	(14,147)	321,993
EPM Ituango S.A. E.S.P.	177,667	0	177,667
Panama Distribution Group	109,883	(9,709)	100,174
Emtelsa S.A. E.S.P.	93,829	(34,115)	59,714
Promisión S.A. E.S.P.	85,513	(15,677)	69,836
Empresa de Telecomunicaciones de Pereira S.A. E.S.P.	79,081	(79,081)	0
Edatel S.A. E.S.P.	68,786	(49,299)	19,487
Costavisión S.A. E.S.P.	65,453	(12,000)	53,453
Orbitel S.A. E.S.P.	55,869	(22,993)	32,876
Del Sur	40,915	(5,475)	35,440
Empresa de Energía del Quindío S.A. E.S.P. (EDEQ)	23,923	(17,687)	6,236
Emtelco S.A.	20,929	(20,073)	856
Generadores Hidroeléctricos S.A. (Genhidro)	18,726	(6,443)	12,283
Gestión de Empresas Eléctricas S.A.	17,678	(669)	17,009
UNE EPM Bogotá S.A.	6,409	(6,361)	48
EPM Televisión S.A. E.S.P.	9,552	(9,552)	0
Hidroecológica del Teribe S.A.	6,032	0	6,032
Hidronorte S.A.	1,324	(204)	1,120
Central Hidroeléctrica de Caldas S.A. E.S.P. (CHEC)	592	(340)	252
Aguas de Malambo S.A. E.S.P.	69	0	69
Total crédito mercantil	1,218,370	(303,825)	914,545

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.

5.2 El movimiento de la amortización se detalla a continuación:

	2012	2011
Saldo inicial	826,844	765,583
Incremento del año	204,515	80,439
Retiro de intangibles	(95,950)	(659)
Combinación de negocios	6,439	17,142
Ajuste por conversión	(36,866)	-
Ajustes y eliminaciones	(3,974)	-
Otras disminuciones	1,091	(55,490)
Saldo final	902,099	826,844

Cifras en millones de pesos colombianos

Nota 19 Valorizaciones

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

		2012	2011
Inversiones patrimoniales		1,594,557	1,639,507
Propiedad, planta y equipo	1	8,477,093	8,537,759
Otros activos		67,672	78,486
Total valorizaciones		10,139,322	10,255,752

Cifras en millones de pesos colombianos

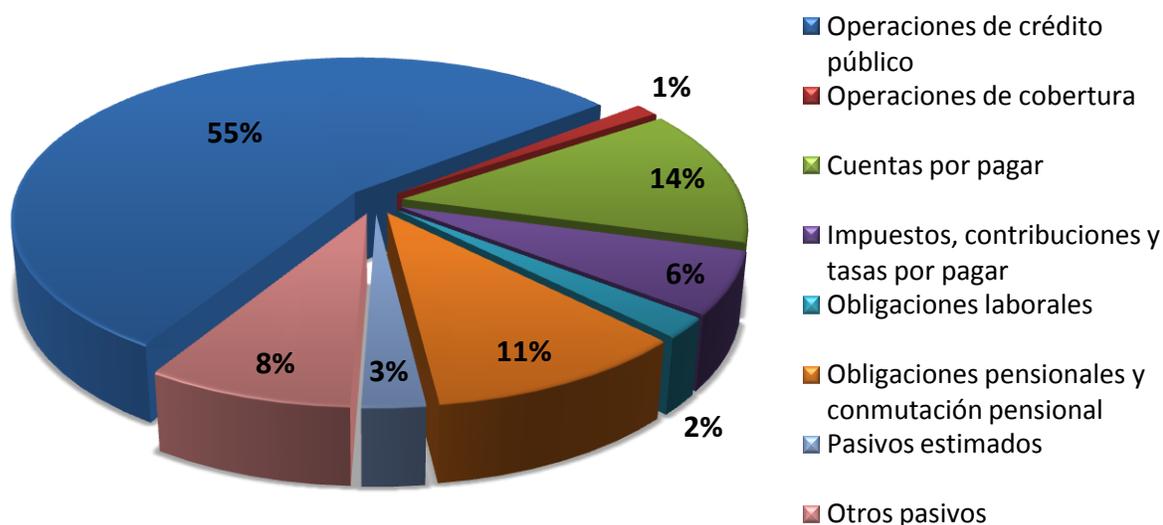
(1) A 30 de septiembre y 31 de diciembre comprendió lo siguiente:

		2012	2011
Plantas, ductos y túneles		3,178,519	3,075,887
Redes, líneas y cables		2,668,325	2,826,820
Edificaciones		1,304,304	1,316,785
Terrenos		1,192,412	1,181,442
Equipos de comunicación y computación		46,685	48,890
Equipos de transporte, tracción y elevación		34,851	35,137
Maquinaria y equipo		33,688	34,539
Muebles enseres y equipo de oficina		18,015	17,948
Equipo médico y científico		254	270
Equipos de comedor, cocina, despensa y hotelería		41	41
Total valorización propiedad, planta y equipo		8,477,094	8,537,759

Cifras en millones de pesos colombianos

Pasivos

La composición del pasivo del Grupo EPM a 30 de septiembre de 2012 fue:



Nota 20 Operaciones de crédito público

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

		2012	2011
Operaciones de endeudamiento interno	1	93,283	206,779
Operaciones de endeudamiento externo	2	412,183	245,729
Operaciones de crédito público corrientes		505,466	452,508
Operaciones de endeudamiento interno	1	2,551,076	2,523,519
Operaciones de endeudamiento externo	2	3,875,690	3,998,866
Operaciones de crédito público no corrientes		6,426,766	6,522,385
Total operaciones de crédito público		6,932,232	6,974,893

Cifras en millones de pesos colombianos

(1) Operaciones de endeudamiento interno

Empresa deudora		2012		2011	
		Tasa de Interés	Pesos	Tasa de Interés	Pesos
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%	1,332,410
UNE	Bonos **	IPC + 3.67% a 5.10%	600,000	IPC + 3.67% a 5.10%	600,000
EPM	Davivienda (Club Deal)	DTF + 3.4%	270,000	DTF + 3.4%	270,000
EPM	BBVA (Club Deal)	DTF + 3.4%	180,000	DTF + 3.4%	180,000
EPM BOGOTÁ	Bonos ***	IPC + 7.25% a 7.75%	0	IPC + 7.25% a 7.75%	120,000
EPM	Banco Santander (Club Deal)	DTF + 3.4%	72,000	DTF + 3.4%	72,000
CENS	Bancolombia y Banco de Bogotá	DTF + 3.3% - DTF + 3.0%	80,000	DTF + 3.3%	50,000
UNE	Banco Corpbanca	6.61%	80,018		
ESSA	BBVA			6.25% EA	40,000
EPM	Helm Bank (Club Deal)	DTF + 3.4%	35,000	DTF + 3.4%	35,000
EDEQ, Aguas de Urabá, CHEC, Telefónica de Pereira	Otros	DTF - 1.0% a 5.10%, Fija 6.5%	31,630	DTF + 1.98% a 5.10%, Fija 6.5%	30,887
	TOTAL		2,644,358		2,730,297

(*) Los bonos EPM al 31 de diciembre 2010 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.

(***) El 1 de julio de 2012, EPM Bogotá se fusionó con UNE quien asumió el pasivo de la sociedad absorbida. Los bonos emitidos en agosto 14 de 2002, tenían vencimiento y fueron cancelados el 14 de agosto de 2012.

(2) Operaciones de endeudamiento externo

Empresa deudora		2012				2011			
		Tasa de Interés	Moneda Original	Saldo Moneda Original	Pesos	Tasa de Interés	Moneda Original	Saldo Moneda Original	Pesos
EPM	Bonos *	7.63%	USD	500	900,260	7.63%	USD	500	971,350
EPM	Bonos **	8.38%	COP	1,250,000	1,250,000	8.38%	COP	1,250,000	1,250,000
EPM	Bank of Tokyo y BBVA Tokyo	Libor + 0,95%	USD	183	330,093	Libor + 0,95%	USD	200	388,540
EPM	BID 1664	Libor + 1.05%	USD	200	360,104	Libor + 1.05%	USD	200	387,334
EPM	IFC ***	Libor + 1.875% - 2.15%	USD	149	268,277				
EPM	BID 2120	Libor	USD	44	79,777	Libor	USD	44	86,077
UNE	Sindicado JPMorgan	Libor + 2%	USD	47	84,024	Libor + 2%	USD	93	181,319
EPM	BID 792	Libor + 1.43%	USD	58	104,254	Libor + 1.43%	USD	87	168,729
ENSA	Bonos	7.6%	USD	100	180,052	7.6%	USD	100	194,270
EEGSA	Citibank	8.5%	USD	97	175,104	8.5%	USD	97	188,898
EPM	BID 800	Libor + 1.43%	USD	57	102,045	Libor + 1.43%	USD	65	125,833
EEGSA	Banco Industrial	Tasa activa - 5.30%	GTQ	183	41,303	Tasa activa - 5.30%	GTQ	183	49,545
EEGSA	Banco Industrial	Tasa activa - 6.50%	GTQ	314	71,026				
EEGSA	Banco G&T Continental	Tasa activa - 5.50% - 6.60%	GTQ	323	72,971	Tasa activa - 5.50%	GTQ	199	49,545
DEL SUR	Bonos	Min 5% - Max 8%	USD	21	37,811	Min 5% - Max 8%	USD	21	40,797
EPM, HET E HIDRONORTE	Otros	Libor + 0.4%, Fija de 7% a 9.15%	USD	18	31,832	Libor + 0.4%, Fija de 7% a 9.15%	USD	7	13,739
EEGSA	Otros	Tasa Activa - 5.30% y 6.60%	GTQ	338	76,532	Tasa Activa - 5.30% y 5.80%	GTQ	99	24,581
DEL SUR, EEGSA	Otros	Min 4.5% - Max 6.5%, Fija 6.50% Tasa Activa - 5.50%	USD	31	55,789	Min 4.5% - Max 6.5%, Fija 6.50%	USD	34	65,760
ENSA	Otros	Libor + 1.25% a 2.375%	USD	37	66,619	Libor + 1.25% a 2.375%	USD	30	58,281
TOTAL					4,287,874				4,244,596

(*) 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%.

(***) Desembolso en Agosto 28 de 2012 de US\$ 149 millones del crédito tipo AB firmado en diciembre 29 de 2011 por un monto total de US\$349 millones.

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 2,9 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 EPM 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. Crédito Sindicado EPM Telecomunicaciones S.A. E.S.P.

- Leverage ratio no mayor a 3.0
- Ebitda a interest ratio no menor a 2.5

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 2012, el Grupo EPM estaba en el cumplimiento de estos pactos.

El detalle de los vencimientos de las obligaciones financieras por año es el siguiente:

Año	Dólares americanos (miles)	Quetzales (miles)	Pesos Colombianos (millones)	Equivalente en pesos (millones)
2012	18,332	38,686	82,832	124,589
2013	122,042	776,371	17,230	412,582
2014	215,838	82,086	249,079	656,268
2015	106,458	82,086	250,400	460,647
2016	85,118	82,086	359,432	531,257
2017 en adelante	994,012	96,229	2,935,385	4,746,889
Total	1,541,800	1,157,544	3,894,358	6,932,232

Cifras en millones de pesos colombianos

Nota 21 Operaciones de cobertura

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

	2012	2011
Obligaciones en contratos derivados	234,444	261,316
Derechos en contratos derivados (DB)	-161,850	-202,386
Operaciones de cobertura corrientes	72,594	58,930
Obligaciones en contratos derivados	305,707	529,861
Derechos en contratos derivados (DB)	-223,002	-405,093
Operaciones de cobertura no corrientes	82,705	124,768
Total operaciones de cobertura (*)	155,299	183,698

Cifras en millones de pesos colombianos

(*) El detalle de vencimientos de las operaciones de cobertura por año es el siguiente:

Año	Derechos contractuales	Obligaciones contractuales	Neto
2012	9,405	(10,289)	(884)
2013	182,454	(254,893)	(72,439)
2014	94,507	(133,940)	(39,433)
2015	46,270	(56,755)	(10,485)
2016 en adelante	52,215	(84,273)	(32,058)
Total	384,851	(540,150)	(155,299)

Cifras en millones de pesos colombianos

Nota 22 Cuentas por pagar

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

		2012	2011
Adquisición de bienes y servicios nacionales		733,444	874,386
Adquisición de bienes y servicios del exterior		338,761	405,834
Intereses por pagar		138,857	194,080
Acreedores	1	208,614	352,207
Otras cuentas por pagar		67,357	39,232
Cuentas por pagar corrientes		1,487,033	1,865,739
Adquisición de bienes y servicios nacionales		-21	15,630
Acreedores	1	100,000	50,000
Otras cuentas por pagar		111,260	135,101
Cuentas por pagar no corrientes		211,239	200,731
Total cuentas por pagar		1,698,272	2,066,470

Cifras en millones de pesos colombianos

- (1) El Municipio de Medellín, previa autorización del Concejo Municipal, incorporó en el Acuerdo 53 de 2010 (por medio del cual se establece el programa de créditos condonables para matrículas y sostenimiento en educación superior de jóvenes de estratos 1, 2 y 3) excedentes extraordinarios a recibir de EPM por \$150,000. El Acuerdo estableció que estos recursos se pagarían en tres cuotas de \$50,000 durante los períodos 2011, 2012 y 2013.

Nota 23 Impuestos, contribuciones y tasas por pagar

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

		2012	2011
Impuesto de renta	1	301,976	346,001
Retención en la fuente		29,857	56,782
Impuesto al patrimonio	2	120,187	161,775
Impuesto a las ventas		15,611	25,565
Impuesto de industria y comercio		37,269	39,601
Otros impuestos, contribuciones y tasas		53,678	47,675
Impuestos, contribuciones y tasas por pagar corrientes		558,578	677,399
Impuesto al patrimonio	2	177,906	285,365
Impuesto a las Ventas en importaciones temporales	3	34,531	38,239
Impuestos, contribuciones y tasas por pagar no corrientes		212,437	323,604
Total impuestos, contribuciones y tasas por pagar		771,015	1,001,003

Cifras en millones de pesos colombianos

- (1) Impuesto sobre la renta: Las disposiciones fiscales aplicables y vigentes, establecen lo siguiente:
- a. La tasa nominal del impuesto sobre la renta es del 33% 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 la tarifa es del 31% y el 5% respectivamente; para las filiales de El Salvador el 30% para las empresas con rentas gravadas 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 2011 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.
- d. El 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 realizada 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.

La relación de la renta gravable neta por todo el Grupo Empresarial al 30 de septiembre se muestra a continuación:

		2012	2011
	Ganancia antes de provisión para impuesto sobre la renta	1,838,836	1,753,422
Menos	Ganancia antes de provisión para impuesto sobre la renta Guatemala ISR 5%(*)	14,557	-
Más	Partidas que incrementan la renta		
	Gasto no deducible por Impuesto al Patrimonio	12,417	11,648
	Valoración Inversiones Método Lineal	85,571	-
	Otros gastos no deducibles	115,695	209,484
	Aumento de provisiones no deducibles	122,330	90,552
	Dividendos recibidos de empresas donde se tiene control	410,134	-
	Costos y gastos de ejercicios anteriores	27,261	-
	Total partidas que aumentan la renta líquida gravable	773,408	311,684
Menos	Partidas que disminuyen la renta		
	Deducción especial del 40% de inversión en el año	37,086	56,514
	Exceso depreciación Propiedades, planta y equipo(*)	343,152	234,698
	Ingresos no gravables	348,327	105,925
	Ingresos no constitutivos de renta-Dividendos-	231,826	176,232
	Diferencia en cambio Inversiones en el exterior	56,727	-
	Total partidas que disminuyen la renta líquida	1,017,118	573,369
	Renta líquida ordinaria del ejercicio	1,580,569	1,491,737
Menos	Renta Exenta	50,176	32,207
Mas	Renta líquida especial	836	-
	Renta líquida Gravable	1,529,557	1,459,530

(*) 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 30% sobre las rentas gravables.

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

	Tarifa 33%	Tarifa 31%	Tarifa 30%	Tarifa 15%	Total
Renta líquida	1,312,372	115,923	86,924	14,338	1,529,557
Provisión para impuesto sobre la renta corriente antes de descuentos	507,085	26,471	33,183	811	567,550
Descuentos Tributarios -acueducto y alcantarillado/ Rtefte Exterior(**)	76,210	-	-	-	76,210
Provisión para impuesto sobre la renta corriente (1)	430,875	26,471	33,183	811	491,340
Cargo a resultados neto por impuesto diferido	(35,860)	-	(2,832)		(38,692)
Provisión impuesto sobre la renta a Resultados	395,015	26,471	30,351	811	452,648
(+) ISR 5% sobre Renta Imponible (***)					3,276
TOTAL IMPUESTO SOBRE LA RENTA					455,924

El detalle de la liquidación de la provisión para impuesto sobre la renta en el año 2011 fue la siguiente:

Renta líquida	1,459,528
Tarifa de renta	
33% Provisión para impuesto sobre la renta corriente antes de descuentos	410,849
31% Provisión para impuesto sobre la renta corriente antes de descuentos	37,432
30% Provisión para impuesto sobre la renta corriente antes de descuentos	2,341
25% Provisión para impuesto sobre la renta corriente antes de descuentos	5,807
15% Provisión para impuesto sobre la renta corriente antes de descuentos	283
5% Provisión para impuesto sobre la renta corriente antes de descuentos	3,043
Descuentos tributarios - acueducto y alcantarillado (**)	2,108
Provisión para impuesto sobre la renta corriente	457,647
Rentas por ganancias de capital	8
Cargo a resultados neto por impuesto diferido	40,814
Provisión impuesto sobre la renta a resultados	498,469

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 30% sobre las rentas gravables.

(**) El exceso de depreciación fiscal sobre la contable corresponde a: (i) la utilización de vidas útiles diferentes (aceleradas para efectos fiscales), (ii) la aplicación del método de depreciación por reducción de saldos 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.

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

	2012	2011
Saldo inicial del impuesto diferido activo	228,467	201,639
Saldo inicial del impuesto diferido pasivo	(804,126)	(696,270)
	(575,659)	(494,631)
Ajuste neto en resultados del período	38,693	(60,983)
Ajuste impuesto diferido con cargo a ejercicios anteriores (2010 combinación de negocios)	24,534	(20,045)
Saldo final del impuesto diferido activo	346,950	228,467
Saldo final del impuesto diferido pasivo	(859,383)	(804,126)
Total impuesto diferido, neto	(512,433)	(575,659)

Cifras en millones de pesos colombianos

La conciliación entre el patrimonio contable y fiscal a Septiembre se presenta a continuación:

		2012	2011
	Patrimonio contable	21,411,698	21,001,036
Menos			
	Valorización de activos	(10,139,322)	(8,616,244)
	Ajustes por inflación, depreciación y amortización fiscal	(2,563,806)	(2,411,360)
	Exceso de depreciación fiscal	(2,160,788)	(2,025,290)
	Impuesto de renta por pagar	(168,515)	(232,708)
	Corrección Monetaria diferida crédito - neta	(75,398)	(84,331)
	Impuesto diferido - activo	(346,950)	(228,467)
		(15,454,779)	(13,598,401)
Más			
	Ajustes por inflación fiscal como costo	4,188,744	3,888,118
	Impuesto diferido - pasivo	859,383	804,126
	Cálculo actuarial	68,126	114,894
	Provisiones y contingencias	477,042	483,944
	Provisión propiedad, planta y equipo	140,085	102,439
	Provisión deudas	259,741	136,797
	Provisión inversiones	99,726	99,490
		6,092,847	5,629,808
	Patrimonio líquido Fiscal	12,049,766	13,032,443

- (2) Corresponde a la causación del impuesto al patrimonio por pagar, correspondiente a las cuotas de los años 2012, 2013 y 2014.
- (3) Corresponde al IVA por pagar sobre prestación de servicios y venta de bienes gravados.

De manera general, las declaraciones del impuesto sobre la renta del Grupo EPM para los años 2010 y 2011 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 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.
- Dedución especial del 40% sobre la inversión en activos reales fijos productivos (por contratos de estabilidad jurídica en la actividad de generación de energía).
- Dedución 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.

Nota 24 Obligaciones laborales

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

		2012	2011
Cesantías	1	47,532	44,519
Prima de vacaciones	2	40,495	29,633
Vacaciones		27,610	20,802
Prima de servicios		2,213	0
Intereses sobre cesantías		7,047	9,240
Nómina por pagar		8,621	7,813
Otras primas		7,152	7,254
Otros salarios y prestaciones sociales		45,638	6,689
Obligaciones laborales corrientes		186,308	125,950
Cesantías	1	31,332	34,912
Indemnizaciones		7,020	7,179
Otras primas	3	28,590	25,288
Obligaciones laborales no corrientes		66,942	67,379
Total obligaciones laborales		253,250	193,329

Cifras en millones de pesos colombianos

- (1) La porción corriente corresponde a las cesantías de los empleados que no se acogieron a la Ley 50 de 1990 y que se trasladarán a los fondos de cesantías antes del 14 de febrero de 2012. La porción no corriente corresponde a las cesantías de los empleados del régimen anterior.
- (2) Corresponde a la prima que 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 al 30 de septiembre y 31 de diciembre fue:

	2012	2011
Pensiones de jubilación	124,678	54,752
Bonos pensionales	2,994	4,340
Conmutación pensional	11,409	9,848
Obligaciones pensionales y conmutación pensional corrientes	139,081	68,940
Pensiones de jubilación	670,147	722,439
Bonos pensionales	427,877	416,279
Conmutación pensional	86,274	86,292
Obligaciones pensionales y conmutación pensional no corrientes	1,184,298	1,225,010
Total obligaciones pensionales y conmutación pensional (*)	1,323,379	1,293,950

Cifras en millones de pesos colombianos

(*) El movimiento del cálculo actuarial fue:

	Cálculo actuarial	Saldo por amortizar	Pasivo neto
Saldo a 31 de diciembre de 2010	1,353,758	(90,705)	1,263,053
Ajuste por cálculo actuarial	116,952	(116,952)	-
Valores pagados por pasivo pensional	(98,051)	-	(98,051)
Cargo a resultados – amortización	-	129,178	129,178
Movimiento neto de pensiones por pagar	(230)	-	(230)
Saldo a diciembre de 2011	1,372,429	(78,479)	1,293,950
Ajuste por cálculo actuarial	(102,662)	102,662	-
Valores pagados por pasivo pensional	131,133	-	131,133
Cargo a resultados – amortización	-	(101,955)	(101,955)
Movimiento neto de pensiones por pagar	251	-	251
Septiembre de 2012	1,401,151	(77,772)	1,323,379

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:

	2011	2010
Número de personas	6,445	6,511
Tasa de interés técnico	4.80%	4.80%
Tasa de reajuste pensional *	3.53%	4.51%

(*) La tasa corresponde al promedio ponderado de inflación de los años 2008, 2009 y 2010 así: 3 puntos para el 2010, 2 puntos para el 2009 y 1 punto para el 2008, 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 y 31 de diciembre fue:

		2012	2011
Provisión para contingencias		2,478	2,207
Otras provisiones		12,587	6,747
Pasivos estimados corrientes		15,065	8,954
Provisión para contingencias		183,149	188,800
Provisión para seguros y reaseguros		270	270
Otras provisiones	1	119,544	136,929
Pasivos estimados no corrientes		302,963	325,999
Total pasivos estimados		318,028	334,953

Cifras en millones de pesos colombianos

- (1) Incluye el valor estimado que EPM pagaría por desistir de los contratos que se habían firmado con diferentes contratistas para la ejecución del proyecto hidroeléctrico Porce IV, del cual se declaró la suspensión indefinida en diciembre de 2010.

Nota 27 Otros pasivos

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

		2012	2011
Recaudos a favor de terceros	1		
Cobro cartera de terceros		8,199	15,666
Alumbrado público		11,436	13,374
Impuestos		17,004	18,314
Ventas por cuenta de terceros		14,295	11,887
Ventas de servicios públicos y de telecomunicaciones		24,449	27,915
Otros recaudos a favor de terceros		8,866	8,248
Ingresos recibidos por anticipado			
Ventas		35,094	22,405
Arrendamientos		16,829	18,311
Ventas de servicios públicos y de telecomunicaciones		23,430	27,434
Otros ingresos recibidos por anticipado		13,850	15,683
Impuesto diferido	2	29,405	1,088
Otros pasivos corrientes		202,857	180,325
Impuesto diferido	2	829,978	803,038
Otros créditos diferidos		3,057	3,198
Otros pasivos corrientes		833,035	806,236
Total otros pasivos		1,035,892	986,561

Cifras en millones de pesos colombianos

- (1) Convenios de recaudo de cartera suscritos con entidades como el Municipio de Medellín, Empresas Varias de Medellín, Publicar S.A., Telmex S.A., Comcel S.A. y Colombia Móvil, 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 y 31 de diciembre fue:

		2012	2011
Reservas de ley		2,305,062	2,439,435
Reservas ocasionales		574,008	1,117,368
Fondos patrimoniales	1	7,591	9,023
Otras reservas		-	4,188
Total reservas		2,886,661	3,570,014

Cifras en millones de pesos colombianos

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

	2012	2011
Fondo autoseguros	3,491	3,491
Plan financiación	3,108	3,108
Fondo de vivienda	992	992
Otros fondos	-	1,432
Total fondos patrimoniales	7,591	9,023

Cifras en millones de pesos colombianos

- (2) La Junta Directiva celebrada el 6 de marzo de 2012, aprobó:
- Constituir una reserva por \$130,121 millones sobre las Utilidades del año 2011, para dar cumplimiento al artículo 130 del Estatuto Tributario.
 - Constituir una reserva por \$292,753 millones sobre las Utilidades del año 2011, para dar cumplimiento al Decreto 2336 de 1995 por las utilidades en la aplicación del método de participación patrimonial.
 - Liberar reservas por \$346,482 millones correspondientes al Artículo 130 del Estatuto Tributario puesto que ya cumplieron su propósito.
 - Liberar reservas por \$67,467 millones por las utilidades realizadas.

Nota 29 Excedentes

Según Acuerdos 05 y 07 del 9 y 30 de mayo de 2012, respectivamente, del Concejo de Medellín, se causaron en el año 2012 \$331,746 de excedentes extraordinarios. El total de excedentes pagados durante lo corrido de 2012 fueron \$788,095.

El valor causado durante los tres últimos períodos como excedentes al Municipio de Medellín fue:

Año	Ordinarios	Extraordinarios	Total
2010	509,343	847,500	1,356,843
2011	747,500	50,000	797,500
2012	458,095	330,000	788,095

Nota 30 Cuentas de orden

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

		2012	2011
Derechos contingentes	1	730,766	831,513
Deudoras fiscales	2	7,022,743	6,835,939
Deudoras de control	3	577,419	879,208
Cuentas de orden deudoras		8,330,928	8,546,660
Responsabilidades contingentes	4	1,426,568	1,423,087
Acreedoras fiscales	5	3,788,187	3,604,765
Acreedoras de control		1,266,770	1,000,689
Cuentas de orden acreedoras		6,481,525	6,028,541
Total cuentas de orden deudoras		14,812,453	14,575,201

Cifras en millones de pesos colombianos

- (1) Las cuentas de litigios y demandas 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 alta 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.

A 31 de diciembre de 2011, incluyó \$44,307 correspondientes al saldo del fideicomiso BBVA Fiduciaria-Empresa Antioqueña de Energía S.A. E.S.P., constituido mediante documento privado suscrito el 25 de julio de 2007, el cual tiene un plazo de 5 años y se podrá prorrogar por períodos iguales o menores sin exceder en ningún caso el plazo total de 20 años. Este patrimonio autónomo se creó como contrato de fiducia mercantil de administración, inversión y pagos. Estos recursos están destinados a cubrir las obligaciones litigiosas y contingentes vigentes a la fecha de extinción de la sociedad, así como los gastos que deba realizar el liquidador después de la extinción de la sociedad. EPM es la beneficiaria de los recursos que se liberen del patrimonio autónomo o del remanente, si lo hubiere, después de que se

haya cubierto la totalidad de las obligaciones cuyo pago se garantiza con el patrimonio autónomo.

Incluye los préstamos y los pagos del Fondo de Vivienda de EPM a través de los sindicatos Sintraemsdes y Sinproepm.

- (4) Avaluos para respaldar deudas de las filiales Colombia Móvil S.A., UNE EPM Bogotá S.A. y UNE EPM Telecomunicaciones S.A., así:

Entidad	Concepto	2011	Plazo	Vencimiento
BBVA Colombia	Colombia Móvil S.A.	-	7 Años	2012
Bonos deuda pública	UNE EPM Bogotá S.A.	77,196	10 años	2012
Total avalos		77,196		

Cifras en millones de pesos colombianos

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 durante el período fue:

		2012	2011
Prestación de servicios			
Servicio de energía	1	6,759,907	6,074,996
Servicio de aguas residuales	3	268,528	252,963
Servicio de acueducto	3	243,637	228,689
Servicio de gas combustible	2	327,697	280,855
Servicio de aseo		1,970	1,835
Servicio de comunicaciones		217,899	172,339
Servicio de telecomunicaciones		1,358,178	1,284,224
Servicio de seguros y reaseguros		3,419	2,585
Servicios informáticos		1,032	6,262
Otros servicios	4	189,328	157,133
Total prestación de servicios		9,371,595	8,461,881
Venta de bienes		50,721	60,923
Total prestación de servicios y venta de bienes		9,422,316	8,522,804
Rebajas y descuentos			
En venta de servicios			
Servicio de energía		(17,030)	(16,479)
Servicio de aguas residuales		(138)	(21)
Servicio de acueducto		(312)	(133)
Servicio de telecomunicaciones		(1)	(600)
Otros servicios		0	(15)
Total en venta de servicios		(17,481)	(17,248)
En venta de Bienes		(182)	(111)
Total Rebajas y descuentos		(17,663)	(17,359)
Total ingresos operacionales		9,404,653	8,505,445

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 2011.
- (3) El incremento en aguas se explica por el incremento en el número de usuarios y el incremento tarifario aplicado en 2011.

- (4) Incluye principalmente ventas por el servicio de proveedurías que presta EPM a sus funcionarios y su grupo familiar, el cual alcanzó en 2012 \$19,356 (2011-\$19,150).

Nota 32 Costo por prestación de servicios

El valor de los costos por la prestación de servicios durante el período fue:

		2012	2011
Costo de bienes y servicios públicos – Venta	1	3,932,972	3,453,861
Costos de personal	2	611,746	522,849
Mantenimiento y reparación		246,690	216,812
Materiales y otros costos de operación		80,956	75,377
Licencias, contribuciones y regalías		118,173	102,790
Costos generales		116,951	184,102
Órdenes y contratos por otros servicios		307,199	293,272
Seguros		42,416	38,278
Impuestos		33,410	24,326
Honorarios		39,267	31,503
Servicios públicos		32,738	27,341
Arrendamientos		87,030	56,115
Costo por venta de bienes		52,838	52,140
Insumos directos		60,496	16,708
Costo de pérdidas en prestación del servicio		2,520	1,951
Total costo de prestación de servicios		5,765,402	5,097,425

Cifras en millones de pesos colombianos

- (1) El incremento de este concepto se explica a continuación:

Generación: mayores compras de energía en bolsa por parte de EPM debido al descenso de la generación por limitaciones de las centrales de EPM, ya que se presentó indisponibilidad de las líneas Porce III-Cerromatoso y Porce III-San Carlos.

Gas: presentó incremento por la mayor cantidad de gas comprado.

- (2) El incremento se explica por el aumento salarial en EPM y UNE EPM Telecomunicaciones S.A., el cual fue equivalente al IPC de 2010 + 1.00%.

Nota 33 Depreciaciones, provisiones y amortizaciones

El valor de las depreciaciones, provisiones y amortizaciones durante el período fue:

	2012	2011
Depreciaciones		
Depreciación redes y líneas	242,277	160,509
Depreciación plantas, ductos y túneles	193,920	185,659
Depreciación edificaciones	33,157	38,448
Depreciación maquinaria y equipos	32,065	32,746
Depreciación equipo de comunicación y cómputo	72,115	32,398
Otras depreciaciones	9,956	9,011
Total costos depreciaciones	583,490	458,771
Costos por amortizaciones		
Amortización de intangibles	148,402	61,747
Amortización bienes entregados a terceros	50,169	55,212
Amortización mejoras en propiedades ajenas	12,922	8,715
Estudios y proyectos	12,938	1,537
Amortización del cálculo actuarial de futuras pensiones	4,489	
Total Costos por amortizaciones	228,920	127,211
Total costos depreciaciones, provisiones y amortizaciones	812,410	585,982
Depreciaciones		
Depreciación equipo de comunicación y cómputo	11,988	12,147
Depreciación maquinaria y equipo	2,653	1,644
Depreciación edificaciones	3,795	3,926
Depreciación muebles y enseres y equipo de oficina	3,621	3,349
Depreciación equipo de transporte	1,671	1,683
Otras depreciaciones	589	446
Total gastos depreciaciones	24,317	23,195
Cálculo actuarial		
Actualización pensión de jubilación	73,656	86,331
Actualización futuras pensiones	1,016	1,016
Actualización cuotas partes pensional	1,416	5,551
Actualización bonos y cuotas partes bonos	13,992	25,877
Actualización conmutación pensional	7,386	9,369
Total gasto cálculo actuarial	1 97,466	128,144
Amortizaciones		
Estudios y proyectos	315	489
Amortización de intangibles	10,855	12,423
Total gastos amortizaciones	11,170	12,912
Provisiones		
Provisión impuesto de industria y comercio	3	26,593
Provisión sobre deudores	59,293	63,523
Provisión sobre propiedades, planta y equipo	43,416	2,097

Provisión sobre inventarios		3,314	936
Otras provisiones		1,370	345
Total gasto provisiones		107,396	93,494
Total gastos depreciaciones, provisiones y amortizaciones		240,349	257,745
Total depreciaciones, provisiones y amortizaciones		1,052,759	843,727

Cifras en millones de pesos colombianos

- (1) La disminución del cálculo actuarial frente al período anterior obedeció a que en el año 2011 se aplicaron las actualizaciones de las tablas de mortalidad de rentistas aprobadas por la Superintendencia Financiera. Adicionalmente la disminución de la inflación en los últimos años afecta la tasa de reajuste personal, la cual pasó del 4.51% al 3.53%.

Nota 34 Gastos de administración

El valor de los gastos de administración durante el período fue:

		2012	2011
Gastos de personal			
Sueldos y salarios		240,091	227,631
Contribuciones imputadas		34,017	31,344
Contribuciones efectivas		41,692	38,845
Aportes sobre la nomina		9,489	8,028
Total gastos de personal	1	325,289	305,848
Gastos generales			
Comisiones, honorarios y servicios		51,161	44,760
Vigilancia y seguridad		8,323	7,644
Mantenimiento		26,589	24,882
Servicios públicos		9,421	8,627
Arrendamiento		35,183	34,067
Publicidad y propaganda		13,395	14,109
Promoción y divulgación		12,134	12,993
Intangibles	2	30,716	32,697
Estudios y proyectos		7,625	5,394
Materiales y suministros		3,969	3,353
Comunicaciones y transporte		3,694	3,769
Seguros generales		5,809	6,622
Elementos de aseo, lavandería y cafetería		3,028	4,462
Otros gastos de administración		34,666	32,977
Total gastos generales		245,713	236,356
Cuota de fiscalización y auditaje		19,715	17,949
Impuesto de industria y comercio		39,602	16,911
Impuesto al patrimonio	3	12,410	11,648
Gravamen a los movimientos financieros		33,910	32,616
Contribuciones		18,279	18,531
Otros impuestos		18,142	17,690
Total impuestos, contribuciones y tasas		142,058	115,345
Total gastos de administración		713,060	657,549

Cifras en millones de pesos colombianos

- (1) El incremento se explica por el incremento salarial en 2012.
- (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 durante el período fue:

		2012	2011
Financieros			
Intereses de deudores		47,200	40,684
Intereses de mora		20,442	20,898
Intereses sobre depósitos en instituciones financieras		26,185	24,417
Dividendos y participaciones		49,685	50,220
Rendimientos sobre depósitos en administración		15,922	34,519
Utilidad por valoración de las inversiones de administración de liquidez en títulos de deuda		102,513	34,486
Otros ingresos financieros		65,125	35,829
Ajuste por diferencia en cambio		186,495	100,744
Otros ingresos ordinarios		25,365	24,266
Extraordinarios			
Recuperaciones		55,885	19,683
Aprovechamientos		8,678	4,196
Indemnizaciones		11,605	22,574
Otros ingresos extraordinarios		14,479	10,541
Ajuste años anteriores		(4,331)	(1,609)
Total ingresos no operacionales		625,248	421,448

Cifras en millones de pesos colombianos

Nota 36 Gastos no operacionales

El valor de los gastos no operacionales durante el período fue:

		2012	2011
Intereses	1		
Operaciones de crédito público internas		163,478	154,680
Operaciones de crédito público externas		145,325	130,250
Otros intereses		78,128	76,815
Comisiones		14,876	10,858
Ajuste por diferencia en cambio		82,484	69,774
Gastos financieros			
Administración y emisión de títulos valores		788	6,126
Descuento de bonos y títulos de financiamiento		2,151	2,066
Pérdida por valoración de las inversiones de administración de liquidez		19,042	5,089
Otros gastos financieros		12,584	2,135
Otros gastos ordinarios		13,538	18,878
Extraordinarios		47,078	37,336
Gastos de administración		0	0
Provisión sobre inversiones patrimoniales		2,896	380
Provisión para obligaciones fiscales		2,472	0
Provisión para contingencias			
Litigios	2	60,979	43,588
Otras provisiones		684	822
Amortización de intangibles		28,419	22,692
Ajuste años anteriores		(15,082)	(6,715)
Total gastos no operacionales		659,840	574,774

Cifras en millones de pesos colombianos

- (1) Los intereses presentaron un incremento con respecto al período anterior, debido a que en el año 2012 se tienen mayores obligaciones de crédito internas y externas.
- (2) En 2011 se causaron en EPM \$21,067 de los procesos con los municipios de Tuta, Caloto y Yumbo asociados al impuesto de industria y comercio; también incluyó \$10,065 del proceso de los mineros de Versalles del embalse Riogrande.

Nota 37 Interés minoritario

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

	2012		2011	
	Porcentaje	Valor	Porcentaje	Valor
Electrificadora de Santander S.A. E.S.P. (ESSA)	26.14%	351,591	26.23%	345,388
Central Hidroeléctrica de Caldas S.A. E.S.P. (CHEC)	19.91%	160,341	19.91%	153,939
Elektra Noreste S.A. (ENSA)	48.84%	157,120	49.00%	137,040
Edatel S.A. E.S.P.	44.00%	119,337	44.00%	130,084
Empresa Eléctrica de Guatemala S.A. (EEGSA)	19.12%	48,243	19.12%	91,677
Empresa de Telecomunicaciones de Pereira S.A. E.S.P. (ETP)	43.86%	73,571	43.86%	72,595
Centrales Eléctricas del Norte de Santander S.A. E.S.P. (CENS)	8.48%	45,739	8.48%	70,163
Transportista Eléctrica Centroamericana S.A. (TREC)	19.90%	21,160	19.90%	19,044
Generadores Hidroeléctricos S.A. (Genhidro)	49.00%	15,287	49.00%	15,987
Aguas de Urabá S.A. E.S.P.	36.58%	15,319	36.58%	15,791
Distribuidora de Electricidad del Sur (Delsur)	13.59%	9,398	13.59%	12,027
Comercializadora Eléctrica de Guatemala S.A. (COMEGSA)	19.90%	8,444	19.90%	11,187
Empresa de Energía del Quindío S.A. E.S.P. (EDEQ)	7.15%	8,540	7.15%	8,404
Aguas de Malambo S.A. E.S.P.	16.28%	3,270	52.23%	4,522
Regional de Occidente S.A. E.S.P.	38.31%	4,186	38.31%	4,085
EPM Ituango S.A. E.S.P.	0.44%	4,166	0.44%	3,481
Hidroecológica del Teribe S.A. (HET)	3.37%	2,711	3.37%	2,949
Enérgica S.A. (ENÉRGICA)	19.90%	2,092	19.90%	2,703
Empresas Públicas de Oriente S.A. E.S.P.	41.67%	2,272	41.67%	2,350
Inmobiliaria y Desarrolladora Empresarial de América S.A. (IDEAMSA)	19.12%	1,737	19.12%	2,092
Empresa de Aguas del Oriente Antioqueño S.A. E.S.P.	44%	1,208	44%	1,101
Crediegsa S.A. (CREDIEGSA)	19.12%	1,371	19.12%	600
CENS Inversiones S.A.	8.48%	8,499	-	-
Otras (*)	-	847	-	403
Total interés minoritario		1,066,449		1,107,612

Cifras en millones de pesos colombianos

- (*) Incluye el interés minoritario de UNE EPM Bogotá S.A., Emtelco S.A., Aguas Nacionales S.A. E.S.P., AMESA, UNE EPM Telecomunicaciones S.A., GESA e Hidronorte S.A.

Nota 38 Transacciones con partes relacionadas

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

Entidad	Septiembre 2012			Diciembre 2011		
	Cuentas por cobrar	Cuentas por pagar	Otras Oblig	Cuentas por cobrar	Cuentas por pagar	Otras Oblig
DIAN - recaudador	15,388	217,983	1,654	14,669	636,617	1,921
Municipio de Medellín	6,574	105,708	2,241	25,145	126,356	5,756
U.A.E. de la Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales -DIAN	1,792	108,810	911	518	176,182	946
Ministerio de Minas y Energía	55,097	0	0	63,102	4,620	2,381
Fondo de Tecnologías de la Información y las Comunicaciones	26,313	5,446	0	17,129	7,708	11,274
Ministerio de Tecnologías de la Información y las Comunicaciones	24,739	0	0	19,329	0	0
Isagen S.A.	3,398	19,546	0	6,905	9,866	0
Gobernación de Antioquia	8,498	4,936	0	14,962	16,761	7,626
Generadora y Comercializadora de Energía del Caribe S.A. E.S.P.	10,890	4	0	6,886	3,591	0
Caja Nacional de Previsión Social	9,894	54	0	9,185	35	0
Universidad de Antioquia	7,137	1,000	855	7,802	1,734	1,647
Fundación EPM	5,778	2,435	0	4,553	90	0
Empresas Públicas Municipales de Cali - EMCALI	6,226	1,269	4	17,463	1,962	386
Electrificadora del Meta S. A. - E.S.P.	5,503	347	0	9,401	337	0
Empresa Metro de Medellín Ltda.	4,494	2	0	4,357	200	0
Empresa Colombiana de Petróleos - Ecopetrol	3,923	17	-27	2,190	13,257	27
Corporación Autónoma Regional del Centro de Antioquia	0	3,504	0	0	4,127	0
Área Metropolitana del Valle de Aburra	2,593	716	0	3,997	3,924	0
Municipio de Envigado	359	1,397	584	1,597	1,596	509
Corporación Autónoma Regional de las Cuencas de los Ríos Rionegro y Nare - CORNARE	2	1,426	0	2	2,393	0
Interconexión Eléctrica S.A. - ISA	343	809	0	5,356	2,198	0
XM Compañía de Expertos en Mercados S.A.	23	918	22	34,661	16,955	124
Municipio de Rionegro - Antioquia	67	312	469	394	661	627
Municipio de Yolombó	422	161	0	574	315	18
Municipio de Amalfi	2	500	34	5	679	55
Empresas Varias de Medellín	138	35	0	65	35	5,821
Empresa de Energía de Cundinamarca s. A. - E.S.P.	0	63	0	500	458	0
Empresa Distribuidora del Pacífico S.A. E.S.P.	0	47	0	308	22,541	0
Gestion energética S.A. E.S.P.	30	9	0	57	10,106	0
Electrificadora del Caquetá S.A. E.S.P.	6	9	0	4,058	46	0
Chivor	1	0	0	0	11,355	0
Transportadora de Gas Internacional S.A. E.S.P.	0	0	0	0	5,307	0
Otros	135,741	39,930	2,342	95,344	40,112	16,945
TOTAL	335,371	517,393	9,090	370,513	1,122,123	56,063

Cifras en millones de pesos colombianos

Las transacciones con partes relacionadas a 30 de septiembre y 31 de diciembre fueron:

Entidad	Septiembre 2012			Diciembre 2011		
	Ingreso por venta de bienes y servicios	Otros ingresos	Costos y gastos	Ingreso por venta de bienes y servicios	Otros ingresos	Costos y gastos
Municipio de Medellín	11,278	43	60,880	22,295	564	75,638
Empresa Colombiana de Petróleos - Ecopetrol	8,692	128	57,136	16,610	4	92,674
Isagen S.A.	23,602	216	38,318	31,784	21,182	40,199
Empresas Públicas Municipales de Cali - EMCALI	35,494	6	12,412	87,858	30	9,863
Gestion Energética S.A. E.S.P. - GENSA	0	0	0	3,232	2	56,617
Generadora y Comercializadora de Energía del Caribe S.A. E.S.P.	39,178	0	248	59,390	1	0
Transportadora de Gas Internacional S.A. E.S.P.	2	0	36,668	6	0	48,538
Empresa de Energía de Boyacá S. A. - E.S.P.	0	0	0	48,731	0	6,246
U.A.E. de la Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales -DIAN	43	0	34,284	81	0	52,862
Fondo de Tecnologías de la Información y las Comunicaciones	477	0	28,844	847	545	38,475
Electrificadora del Meta S. A. - E.S.P.	15,222	0	3,613	33,888	0	3,759
Electrificadora del Huila S. A. - E.S.P.	10,635	0	3,860	7,299	0	5,158
Corporación Autónoma Regional del Centro de Antioquia	169	0	14,292	319	0	10,339
E.S.P. Empresa de Energía del Casanare - ENERCA S.A.	11,422	0	1,598	2,125	0	2,115
Instituto Colombiano de Bienestar Familiar -ICBF	213	0	11,894	332	0	11,197
Empresa de Energía de Pereira S.A. E.S.P.	9,918	0	2,063	11,190	78	2,856
Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios	0	0	11,179	0	53	13,616
Instituto de Seguros Sociales -ISS	40	0	9,042	64	217	15,701
Empresa de Telecomunicaciones de Santa Fé de Bogotá E.S.P.	716	0	7,762	76,163	99	3,463
Comisión Nacional de Televisión - En Liquidación	0	0	8,355	0	0	16,263
Servicio Nacional de Aprendizaje -SENA-	119	0	7,923	212	3	7,472
Centrales Eléctricas de Nariño S. A. E.S.P.	2,798	0	4,779	3,562	0	6,450
Internexa S.A.	75	0	7,310	49	0	7,218
Ministerio de Educación Nacional	7,079	0	0	4,077	0	0
DIAN - recaudador	148	0	6,908	299	496	63,623
Interconexión Eléctrica S.A. - ISA	1,104	0	5,768	1,492	19,369	2,127
Corporación Autónoma Regional de las Cuencas de los Ríos Rionegro y Nare - CORNARE	10	0	5,829	44	0	7,542
XM Compañía de Expertos en Mercados S.A.	3	0	5,826	19,433	0	11,667
Empresa de Energía de Cundinamarca S. A. - E.S.P.	3,303	0	2,053	4,111	0	2,787
Área Metropolitana del Valle de Aburra	1	48	4,384	0	151	5,648
Municipio de Bello	1,375	0	2,816	2,214	7	3,832
Municipio de Itagüí	1,770	140	2,104	5,257	0	2,820
Universidad Nacional de Colombia	3,079	1	886	2,181	20	575
Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG	3	0	3,460	4	0	4,603
Municipio de Envigado	1,719	0	1,627	3,020	540	2,375
Empresa Distribuidora del Pacífico S.A. E.S.P.	624	0	2,593	710	0	3,413
Universidad de Antioquia	1,303	236	1,193	6,299	288	5,703
Fundación EPM	314	39	2,076	760	308	5,485

Entidad	Septiembre 2012			Diciembre 2011		
	Ingreso por venta de bienes y servicios	Otros ingresos	Costos y gastos	Ingreso por venta de bienes y servicios	Otros ingresos	Costos y gastos
Municipio de Carolina del Príncipe	13	1	1,784	33	18	1,605
Electrificadora del Caquetá S. A. - E.S.P.	598	0	423	23,061	0	555
Empresas Municipales de Cartago	417	0	148	16,241	0	175
Ministerio de Defensa Nacional	474	0	0	820	17	0
Ministerio de Hacienda y Crédito Público	87	0	371	0	48,795	673
Instituto para el Desarrollo de Antioquia - IDEA	265	0	11	2,772	0	570
Chivor	0	0	0	0	1	39,092
Otros	47,343	1,738	55,255	97,497	6,643	68,420
Total general	241,125	2,596	467,975	596,364	99,434	760,006

Cifras en millones de pesos colombianos