



*estamos ahí*

**DIRECCIÓN FINANZAS INSTITUCIONALES  
SUBDIRECCIÓN CONTADURÍA**

## **Grupo EPM**

Estados financieros consolidados no auditados al 30  
de junio de 2011

**CONTENIDO**

BALANCE GENERAL CONSOLIDADO .....	3
ESTADO DE ACTIVIDAD FINANCIERA, ECONÓMICA Y SOCIAL CONSOLIDADO .....	4
ESTADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO CONSOLIDADO .....	5
ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO CONSOLIDADO .....	6
NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS.....	8
Nota 1. Entidad reportante .....	8
Nota 2. Bases para la presentación de estados financieros.....	10
Nota 3. Marco legal y regulación.....	11
Nota 4. Principales políticas y prácticas contables .....	33
Nota 5. Efectos y cambios significativos en la información contable .....	45
Nota 6. Cambios en moneda extranjera.....	45
Nota 7. Efectivo y equivalentes de efectivo .....	46
Nota 8. Inversiones temporales.....	47
Nota 9. Deudores, neto .....	48
Nota 10. Inventarios, neto .....	49
Nota 11. Gastos pagados por anticipado .....	50
Nota 12. Inversiones a largo plazo, neto .....	50
Nota 13. Propiedad, planta y equipo, neto .....	51
Nota 14. Reserva financiera actuarial.....	56
Nota 15. Otros activos .....	57
Nota 16. Intangibles, neto.....	57
Nota 17. Valorizaciones.....	59
Nota 18. Obligaciones Financieras .....	60
Nota 19. Operaciones de Cobertura .....	63
Nota 20. Cuentas por pagar.....	64
Nota 21. Impuestos, gravámenes y tasas.....	64
Nota 22. Obligaciones laborales .....	67
Nota 23. Pasivos estimados .....	68
Nota 24. Otros pasivos.....	68
Nota 25. Pasivo pensional .....	68
Nota 26. Patrimonio.....	69
Nota 27. Cuentas de orden .....	70
Nota 28. Ingresos netos .....	72
Nota 29. Costo de ventas .....	72
Nota 30. Depreciaciones, provisiones y amortizaciones .....	73
Nota 31. Gastos administrativos.....	73
Nota 32. Ingresos no operacionales.....	74
Nota 33. Gastos no operacionales .....	74
Nota 34. Interés minoritario .....	75

**EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P.**  
**BALANCE GENERAL CONSOLIDADO**  
(En millones de pesos colombianos)

	<b>Notas</b>	<b>Junio 2011</b>	<b>Diciembre 2010</b>
<b>ACTIVOS</b>			
<b>CORRIENTES</b>			
Efectivo	7	967,974	1,096,541
Inversiones temporales	8	1,656,116	1,512,894
Deudores, neto	9	2,594,645	2,045,553
Inventarios, neto	10	177,349	148,193
Gastos pagados por anticipado	11	45,662	32,837
		<b>5,441,746</b>	<b>4,836,018</b>
<b>NO CORRIENTES</b>			
Inversiones permanentes, neto	12	570,984	674,596
Deudores, neto	9	809,044	824,367
Propiedad, planta y equipo, neto	13	12,868,857	12,035,592
Reserva financiera actuarial	14	701,138	703,705
Otros activos	15	758,466	663,065
Intangibles, neto	16	1,249,018	921,176
Gastos pagados por anticipado	11	166,020	179,648
Valorizaciones	17	9,335,049	9,571,652
		<b>26,458,577</b>	<b>25,573,802</b>
<b>TOTAL ACTIVOS</b>		<b>31,900,322</b>	<b>30,409,820</b>
<b>PASIVOS Y PATRIMONIO</b>			
<b>CORRIENTES</b>			
Obligaciones financieras	18	575,152	739,950
Operaciones de cobertura de corto plazo	19	51,243	62,925
Cuentas por pagar	20	1,567,000	1,900,120
Impuestos por pagar	21	517,756	247,624
Obligaciones laborales	22	152,685	129,862
Pasivos estimados	23	0	8,503
Otros pasivos	24	178,618	140,872
		<b>3,042,456</b>	<b>3,229,856</b>
<b>NO CORRIENTES</b>			
Obligaciones financieras	18	6,132,269	5,229,793
Operaciones de cobertura a largo plazo	19	220,228	192,655
Cuentas por pagar	20	237,976	227,612
Obligaciones laborales	22	42,100	32,010
Pasivos estimados	23	269,181	240,757
Pasivo pensional	25	1,307,534	1,262,115
Impuestos por pagar	21	810,855	730,801
		<b>9,020,142</b>	<b>7,915,743</b>
<b>TOTAL PASIVOS</b>		<b>12,062,598</b>	<b>11,145,599</b>
<b>INTERÉS MINORITARIO</b>	34	<b>983,364</b>	<b>888,862</b>
<b>PATRIMONIO (Ver estados financieros adjuntos)</b>	26	<b>18,854,361</b>	<b>18,375,359</b>
<b>TOTAL PASIVOS Y PATRIMONIO</b>		<b>31,900,322</b>	<b>30,409,820</b>
<b>CUENTAS DE ORDEN</b>	26	<b>13,755,689</b>	<b>13,885,747</b>

Las notas adjuntas son parte integrante de estos estados financieros consolidados.

**EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P.**  
**ESTADO DE ACTIVIDAD FINANCIERA, ECONÓMICA Y SOCIAL CONSOLIDADO**  
(En millones de pesos colombianos)

	<u>Notas</u>	<u>Junio 30 de 2011</u>	<u>Junio 30 de 2010</u>
Ingresos brutos		5,548,409	4,096,055
Descuentos		<u>(11,894)</u>	<u>(1,213)</u>
Ingresos operacionales, neto	28	<u>5,536,515</u>	<u>4,094,842</u>
Costo de ventas	29	(3,258,464)	(2,275,576)
Depreciaciones, provisiones y amortizaciones	30	(383,770)	(327,476)
<b>UTILIDAD BRUTA</b>		<b><u>1,894,282</u></b>	<b><u>1,491,790</u></b>
Gastos de administración	31	(418,718)	(396,398)
Cálculo actuarial y pensiones		(85,830)	(79,053)
Depreciaciones, provisiones y amortizaciones	30	(89,691)	(104,211)
<b>UTILIDAD OPERACIONAL</b>		<b><u>1,300,042</u></b>	<b><u>912,128</u></b>
Ingresos no operacionales	32	432,607	336,119
Gastos no operacionales	33	(412,118)	(245,534)
<b>UTILIDAD NETA ANTES DE IMPUESTOS E INTERÉS MINORITARIO</b>		<b><u>1,320,532</u></b>	<b><u>1,002,713</u></b>
Provisión de impuesto de renta	21	(370,777)	(255,685)
<b>UTILIDAD NETA ANTES DE INTERÉS MINORITARIO</b>		<b><u>949,755</u></b>	<b><u>747,029</u></b>
Interés Minoritario		(48,305)	(15,118)
<b>UTILIDAD NETA</b>		<b><u>901,450</u></b>	<b><u>731,911</u></b>

Las notas adjuntas son parte integrante de estos estados financieros consolidados.

**EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.**  
**ESTADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO CONSOLIDADO**  
 (En millones de pesos colombianos)

	<b>Capital y reservas</b>	<b>Superávit para Donaciones</b>	<b>Reservas</b>	<b>Utilidades retenidas no apropiadas</b>	<b>Revalorización del patrimonio</b>	<b>Ajuste por conversión</b>	<b>Superávit por revalorización de activos</b>	<b>Total</b>
<b>Saldo al 31 de diciembre, 2009</b>	<b>67</b>	<b>112,272</b>	<b>2,948,227</b>	<b>4,009,218</b>	<b>2,963,843</b>	<b>(9,640)</b>	<b>7,652,616</b>	<b>17,676,603</b>
Apropiación de reservas	-	-	244,800	(244,800)	-	-	-	-
Utilidades transferidas al Municipio	-	-	-	(509,343)	-	-	-	(509,343)
Aumento de superávit por valorización	-	-	-	-	-	-	11,162	11,162
Utilidad neta	-	-	-	731,911	-	-	-	731,911
<b>Saldo al 31 de junio, 2010</b>	<b>67</b>	<b>112,272</b>	<b>3,193,027</b>	<b>3,986,986</b>	<b>2,963,843</b>	<b>(9,640)</b>	<b>7,663,778</b>	<b>17,910,333</b>
<b>Saldo al 31 de diciembre, 2010</b>	<b>67</b>	<b>113,392</b>	<b>3,193,028</b>	<b>3,824,179</b>	<b>2,963,843</b>	<b>(171,216)</b>	<b>8,452,067</b>	<b>18,375,360</b>
Apropiación de reservas	-	-	376,985	(376,985)	-	-	-	-
Aumento de superávit por valorización	-	-	-	-	-	-	(263,427)	(263,427)
Movimiento del año	-	-	-	-	(159,022)	-	-	(159,022)
Utilidad neta	-	-	-	901,450	-	-	-	901,450
<b>Saldo al 31 de junio, 2011</b>	<b>67</b>	<b>113,392</b>	<b>3,570,013</b>	<b>4,348,644</b>	<b>2,804,821</b>	<b>(171,216)</b>	<b>8,188,640</b>	<b>18,854,361</b>

Las notas adjuntas son parte integrante de estos estados financieros consolidados.

**EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P.**  
**ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO CONSOLIDADO**  
 (En millones de pesos colombianos)

	<u>Junio 30 de 2011</u>	<u>Junio 30 de 2010</u>
<b>Flujo de efectivo de actividades operacionales:</b>		
Utilidad neta	901,450	731,911
Depreciación de propiedad, planta y equipo	314,051	272,340
Amortización de otros activos e intangibles	110,160	85,722
Amortización pasivo pensional	85,637	79,053
Provisión para inversiones no controladas	79	2,236
Provisión para cuentas de dudoso recaudo	46,249	67,984
Provisión para inventarios	890	570
Provisión para propiedad, planta y equipo	1,987	532
Provisión para contingencias	16,854	14,292
Provisión otros impuestos	-	14,058
Otras provisiones	-	519
Impuesto de renta diferido	28,441	30,017
Diferencia en cambio no realizada	(71,643)	(113,878)
Interés minoritario	48,305	15,118
<b>Cambios en activos y pasivos operacionales, neto</b>		
Aumento (disminución) de cuentas por cobrar	(344,023)	(234,351)
Aumento (disminución) de inventarios	(16,039)	3,603
Aumento (disminución) de otros activos	(204,144)	(13,463)
Aumento (disminución) de cuentas por pagar	134,461	113,444
Aumento (disminución) de impuestos	161,045	138,165
Aumento (disminución) de obligaciones laborales	20,699	(78,715)
Aumento (disminución) de otros pasivos	(163,335)	51,300
<b>Efectivo neto derivado de actividades operacionales</b>	<b>1,071,124</b>	<b>1,180,457</b>
<b>Flujos de efectivo por actividades de inversión:</b>		
Adquisición y anticipos para inversiones de largo plazo	-	(44,757)
Adquisición de nuevos negocios	(183,369)	-
Aumento de propiedad, planta y equipo	(594,037)	(575,371)
Aumento de intangibles y otros activos	(88,723)	(211,641)
<b>Efectivo neto usado en actividades de inversión</b>	<b>(866,129)</b>	<b>(831,769)</b>
<b>Flujos de efectivo por actividades financieras:</b>		
Aumento de obligaciones financieras	1,450,085	-
Pago de obligaciones financieras	(965,579)	70,833
Utilidades distribuidas al Municipio de Medellín	(674,846)	(746,843)
Disminución otros pasivos financieros	-	(14,481)
<b>Efectivo neto provisto (usado) en actividades financieras</b>	<b>(190,340)</b>	<b>(690,491)</b>

<b>Aumento neto (disminución) de efectivo y equivalentes de efectivo</b>	<b>14,655</b>	<b>(341,803)</b>
<b>Efectivo y equivalentes de efectivo al comienzo del ejercicio</b>	<b><u>2,609,435</u></b>	<b><u>2,456,787</u></b>
<b>Efectivo y equivalentes de efectivo al final del año</b>	<b><u><u>2,624,090</u></u></b>	<b><u><u>2,114,984</u></u></b>

Las notas adjuntas son parte integrante de estos estados financieros consolidados.

**EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P.  
NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS**

(Cifras expresadas en millones de pesos colombianos, excepto la tasa representativa del mercado de cambio que se expresa en pesos colombianos y los dólares, euros, libras esterlinas y yenes, que están expresados en miles)

**Nota 1. Entidad reportante**

Empresas Públicas de Medellín E.S.P. (en adelante EPM) es una entidad descentralizada del Orden Municipal, creada en Colombia, mediante Acuerdo No. 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 No. 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.

EPM es una entidad pública del Orden Municipal, y todo 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 la ciudad 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.

Los servicios de telecomunicaciones de EPM son suministrados por EPM Telecomunicaciones S.A. E.S.P. (empresa filial de EPM), que fue creada mediante la Resolución No. 45 del 7 de octubre de 2005 por el Consejo Municipal de Medellín, a través de una transferencia de las acciones, los activos y pasivos del anterior Grupo Estratégico de Negocios de Telecomunicaciones de EPM. La nueva empresa creada en ese momento es un sistema descentralizado de servicios públicos, 100 % propiedad del Gobierno Municipal de Medellín, con capital público, en los términos del Artículo 14.5 de la Ley 142 de 1994.

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

También podrá:

- Realizar alianzas estratégicas, asociaciones a riesgo compartido y suscribir cualquier tipo de convenios o contratos 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 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 públicos a través de tres Grupos Estratégicos de Negocios:

- Grupo Estratégico de Negocios de Agua
  - 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
  - Conectividad
  - Internet
  - Servicios profesionales
  - Centro de datos
  - Páginas de Servidores Activos (Active Service Pages "ASP")
  - Capacitación
  - Servicios de valor agregado

### Propósito de los estados financieros consolidados

La Junta directiva de EPM requirió a la Gerencia General preparar los estados financieros consolidados para propósito de seguimiento administrativo interno y para cumplir con suministro de información a los tenedores de bonos.

La emisión de los estados financieros consolidados no es requerida por la legislación local que regula a EPM y sus filiales.

### Subsidiarias

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

Nombre de la filial	Ubicación (País)	Negocio	Porcentaje de propiedad		Fecha de creación
			2011	2010	
EPM Telecomunicaciones S.A. E.S.P. "UNE"	Colombia	Telecomunicaciones	99.99%	99.99%	Jun 23, 2006
EPM Bogotá S.A. E.S.P.	Colombia	Telecomunicaciones	99.88%	99.88%	Jun 11, 1997
Emtelco S.A.	Colombia	Telecomunicaciones	99.93%	99.93%	Jul 21, 1994
Edatel S. A. E.S.P.	Colombia	Telecomunicaciones	56.00%	56.00%	Dic 17, 1969
Empresa de Telecomunicaciones de Pereira S. A. E.S.P. "ETP"	Colombia	Telecomunicaciones	56.14%	56.14%	May 16, 1997
Cinco Telecom Corporation "CTC"	Estados Unidos	Telecomunicaciones	100.00%	100.00%	Dic 24, 2001
Orbitel Comunicaciones Latinoamericanas S.A.U. "OCL"	España	Telecomunicaciones	100.00%	100.00%	Jul 22, 2003
Orbitel Servicios Internacionales S.A. E.S.P. "OSI"	Colombia	Telecomunicaciones	99.99%	99.99%	Jun 27, 2003
EPM Inversiones S.A.	Colombia	Inversión	99.99%	99.99%	Ago 25, 2003
EPM Ituango S.A. E.S.P.	Colombia	Energía	99.42%		Mar 31, 2011
Empresa de Energía del Quindío S. A. E.S.P. "EDEQ"	Colombia	Energía	92.85%	92.85%	Dic 22, 1988
Central Hidroeléctrica de Caldas S. A. E.S.P. "CHEC"	Colombia	Energía	80.09%	80.09%	Sep 9, 1950
Electrificadora Santander S. A. E.S.P. - "ESSA"	Colombia	Energía	73.77%	73.77%	Sep 16, 1950
Centrales Eléctricas del Norte de Santander S. A. ESP "CENS"	Colombia	Energía	91.52%	91.52%	Oct 16, 1952
Hidroecológica del Teribe S.A. "HET"	Panamá	Construcción	96.63%	96.63%	Nov 15, 1994
EEPPM RE LTD	Bermudas	Seguros	100.00%	100.00%	Abr 23, 2008
Empresa de Aguas del Oriente Antioqueño S. A. E.S.P.	Colombia	Saneamiento Básico	56.01%	56.00%	Nov 22, 1999
Aguas de Urabá S. A. E.S.P.	Colombia	Saneamiento Básico	63.42%	66.55%	Ene 18, 2006

Nombre de la filial	Ubicación (País)	Negocio	Porcentaje de propiedad		Fecha de creación
			2011	2010	
Regional de Occidente S. A. E.S.P.	Colombia	Saneamiento Básico	62.01%	62.01%	Dic 26, 2006
Aguas Nacionales EPM S. A. E.S.P.	Colombia	Saneamiento Básico	99.99%	99.99%	Nov 29, 2002
Empresas Públicas de Oriente S. A. E.S.P.	Colombia	Saneamiento Básico	58.33%	58.33%	Nov 12, 2009
Distribución Eléctrica Centroamericana DOS (II) S. A. (**)	Guatemala	Inversion	100.00%	99.99%	Mar 12, 1999
Empresa Eléctrica de Guatemala S. A. "EEGSA" (**)	Guatemala	Energía	80.90%	80.90%	Oct 5, 1939
Inversiones Eléctricas Centroamericanas S. A. "INVELCA" (**)	Guatemala	Inversión	80.90%	80.90%	Sep 23, 2004
Almacenaje y Manejo de Materiales Eléctricos S. A. "AMESA" (**)	Guatemala	Servicios de outsourcing	100.00%	100.00%	Mar 23, 2000
Inmobiliaria y Desarrolladora Empresarial de América S. A. "IDEAMSA" (**)	Guatemala	Inversión	80.90%	80.90%	Jun 15, 2006
Comercializadora Eléctrica de Guatemala S. A. "COMEGSA" (**)	Guatemala	Energía	80.90%	100.00%	Nov 5, 1998
Transportista Eléctrica Centroamericana S. A. "TRELEC" (**)	Guatemala	Energía	80.10%	100.00%	Oct 6, 1999
Enérgica S. A. "ENERGICA" (**)	Guatemala	Proyectos	80.90%	100.00%	Ago 31, 1999
Credieegsa S. A. (**)	Guatemala	Contratación de personal	80.90%	100.00%	Dic 11, 1992
Gestión de Empresas Eléctricas S. A. (**)	Guatemala	Intermediación	100.00%	99.99%	Dic 17, 2004
Generadores Hidroeléctricos S.A. "Genhidro" (***)	Guatemala	Energía	51.00%	50.99%	Nov 20, 2006
Hidronorte S. A. (***)	Guatemala	Energía	97.00%	97.00%	Oct 2, 1992
Mano de Obra S. A. "MOSA" (***)	Guatemala	Servicios de mano de obra	100.00%	100.00%	Jun 8, 1992
AEI Holding (****)	Caimán	Inversión	100.00%		
Distribuidora de electricidad del sur "DELSUR" (****)	El salvador	Energía	86.41%		Nov 16, 1995
Electricidad de Centroamerica Ltda de C.V. "ELCA" (****)	El salvador	Inversion	100.00%		Dic 9, 1997
PPLG El Salvador II (****)	Caimán	Inversion	100.00%		
Innova Tecnología y Negocios S.A. de C.V. (****)	El salvador	Energía	100.00%		
PDG (****)	Panamá	Inversion	100.00%		Oct 30, 1998
Elektra noreste S.A. "ENSA" (****)	Panamá	Energía	51.00%		Ene 19, 1998

(\*) Empresa en liquidación a partir de octubre de 2010, por lo que no se consolida a partir de esta fecha.

(\*\*) Empresas adquiridas en octubre de 2010, ver Nota 4 sección 3.3.

(\*\*\*) Empresas adquiridas en diciembre de 2010, ver Nota 4 sección 3.3.

(\*\*\*\*) Empresas adquiridas en febrero de 2011, ver Nota 4 sección 3.3.

## Nota 2. Bases para la presentación de estados financieros

### Presentación

Los estados financieros consolidados se preparan de conformidad con las normas contables establecidas por la Contaduría General de la Nación ("CGN") (tales normas se denominan, "Principios de contabilidad generalmente aceptados para empresas de servicios públicos en Colombia").

La presentación de estados financieros de conformidad con estas normas requieren que se hagan estimados y asunciones que afectan los montos reportados y revelados en los estados financieros. Los resultados reales pueden diferir de dichos estimados.

EPM y cada una de las filiales presentan estados financieros individuales, independientes, con el fin de dar cumplimiento a las normas legales aplicables.

## Principios de consolidación

Utilizando el método de integración global, EPM consolida los resultados financieros de las empresas sobre las que ejerce un control, las cuales están detalladas en la Nota 1.

Los resultados de las operaciones están totalmente integrados bajo el criterio de consolidación de línea por línea. Las transacciones con partes vinculadas se eliminan. Las eliminaciones principales corresponden a las inversiones, cuentas por cobrar y por pagar, ingresos y egresos con partes relacionadas por servicios prestados y préstamos entre empresas relacionadas. Los intereses de propiedad de terceros en las sociedades consolidadas están representados como un interés minoritario y se reflejan como parte de los pasivos de EPM en su balance consolidado. Las inversiones en filiales en el extranjero se registran sobre la base de los estados financieros, ajustados con el fin de adoptar los principios uniformes de contabilidad. Los estados financieros se expresan en millones de pesos colombianos con el peso como moneda funcional.

### Nota 3. Marco legal y regulación

La actividad que realiza el Grupo EPM, prestación de servicios públicos domiciliarios, está regulada en Colombia, Guatemala, El Salvador y Panamá. Los aspectos regulatorios más significativos que le aplican son:

#### 3.1 Normatividad para Colombia

##### 3.1.1 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 desarrollo de la Constitución Política, se emitió la Ley 142 de 1994, por medio de la cual se establece el marco de las relaciones entre los prestadores de servicios públicos, el Estado y los usuarios. Bajo esta ley, la iniciativa de prestar y extender los servicios recae sobre el sector privado, mientras que el Estado se encarga de regular, controlar y vigilar su prestación. Además, dispone que para cumplir con la función social de la propiedad, pública o privada, las entidades que presten servicios públicos tienen, entre otras, la obligación de asegurar su prestación en forma continua y eficiente, sin abuso de la posición dominante. Se establecieron tres modelos de régimen de regulación: libertad regulada, libertad vigilada y el régimen de libertad.

La Ley 142 determinó quiénes están facultados para prestar servicios públicos. Se incluyen:

1. Las empresas de servicios públicos.
2. Las personas naturales o jurídicas que produzcan para ellas mismas, o como consecuencia o complemento de su actividad principal, los bienes y servicios propios del objeto de empresas de servicios públicos.
3. Las organizaciones autorizadas para prestar servicios públicos en municipios menores en zonas rurales y en áreas o zonas urbanas específicas.

Por ser una empresa dedicada a la prestación de servicios públicos domiciliarios, EPM se rige 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 la rige es el del derecho privado, sin perjuicio de las obligaciones

de cumplir con los principios generales de la función pública señalados en la Constitución Política y los demás principios que rigen la prestación de los servicios públicos domiciliarios.

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 General de la Nación.

### **3.1.2 Comisiones de regulación**

El Decreto 1524 de 1994, delega en las Comisiones de Regulación la función presidencial de señalar políticas generales de administración y control de eficiencia en los servicios públicos domiciliarios. Estas entidades son las siguientes:

- La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), organismo técnico adscrito al Ministerio de Minas y Energía, regula las tarifas de venta de energía y aspectos relacionados con el funcionamiento del Mercado de Energía Mayorista 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 Telecomunicaciones (CRT), organismo técnico adscrito al Ministerio de Tecnologías de la Información y las Comunicaciones (TIC).

### **3.1.3 Regimen tarifario**

El sistema tarifario aplicable a los servicios públicos domiciliarios está constituido por las normas relativas a los procedimientos, métodos, fórmulas, estructuras, estratos, facturación, opciones, cantidades y, en general, todos los aspectos que determinan el cobro de tarifas. De conformidad con las leyes de servicios públicos domiciliarios, este sistema tarifario está guiado por los principios de eficiencia económica, neutralidad, solidaridad, redistribución y suficiencia, y así mismo por los criterios de simplicidad y transparencia.

Las entidades prestadoras de servicios públicos deben adoptar las fórmulas definidas por la respectiva Comisión de Regulación de forma periódica, con el propósito de establecer sus tarifas según el caso concreto. La Comisión de Regulación puede establecer las tarifas límite que deben ser obligatoriamente observadas por las empresas, y también puede definir metodologías para establecer las tarifas, y si es conveniente aplicar el sistema autónomo o el sistema de libertad regulada.

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.

### **3.1.4 Régimen de subvenciones y contribuciones**

De acuerdo con la normativa vigente, en ningún momento las subvenciones pueden ser superiores a la cantidad requerida para los gastos de funcionamiento mínimos ni pueden ser superiores al 15% de la oferta de costo medio para estrato 3, al 40% de la oferta de costo medio para el estrato 2, o al 70% de los costos del suministro promedio para el estrato 1. Sin embargo, es posible establecer subsidios a la oferta, de los cuales son beneficiarios todos los usuarios del servicio a través de una reducción de sus costos de inversión que se refleja en las tarifas de servicios públicos domiciliarios.

### **3.1.5 Regulación por sector**

#### **3.1.5.1 Agua potable y saneamiento básico**

Las tarifas de los servicios públicos de acueducto y alcantarillado 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 Comisión de Regulación de Agua Potable y Saneamiento Básico -CRA- adoptó el régimen de libertad regulada, por medio de la cual los precios los fija 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.

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

##### **3.1.5.1.1 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 incurre EPM para garantizar la disponibilidad permanente del servicio. En este cargo se incluyen los costos asociados a la actividad administrativa de la prestación del servicio, afectados por el puntaje de eficiencia comparativa calculado a partir de la técnica de "Análisis Envolvente de Datos".

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

##### **3.1.5.1.2 Servicio de saneamiento básico**

Al igual que en acueducto, en el servicio de saneamiento se aplica 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; en este cargo se incluyen los costos asociados a la actividad administrativa de la prestación del servicio, afectados por el puntaje de eficiencia comparativa calculado a partir de la técnica de "Análisis Envolvente de Datos".

El cargo por consumo refleja los costos de operación y mantenimiento del sistema, así como los costos de inversión, reposición y rehabilitación, y el reconocimiento de la infraestructura al momento del cálculo. Así mismo, en el cargo por consumo se incluye el costo medio de tasas ambientales que refleja la obligación a la que 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.

### 3.1.5.1.3 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 uno de ellos destina al cubrimiento de subsidios, y de la demanda de recursos totales requeridos para el cubrimiento de los mismos.

### 3.1.5.2 Sector eléctrico

#### 3.1.5.2.1 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 (STN), Distribución (STR, SDL) y Comercialización.

Estas actividades 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. Un transportador constituido a partir de la vigencia de la Ley 143 de 1994, 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, así mismo, propender hacia 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.

#### 3.1.5.2.1.1 Actividades del sector eléctrico

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

- **Generación:** 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 combinada con otra u otras actividades del sector eléctrico, cualquiera de ellas sea la actividad principal.
- **Transmisión:** transporte de energía en el Sistema de Transmisión Nacional (STN), siendo el STN el sistema interconectado de transmisión 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:** transporte de 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:** 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 pero, como el caso de EPM, sólo cuando tengan contabilidades separadas para las diferentes actividades.

Mediante las Resoluciones 001 de 2006 y sus modificaciones, y 060 de 2007, la CREG estableció los límites de participación de las empresas en cada una de las actividades del sector, definiendo en ellas 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. Con ello, 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 y, en 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 .

#### **3.1.5.2.1.2 Mercado de Energía Mayorista MEM**

La Ley 143 de 1994 definió el Mercado de Energía Mayorista (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 Sistema Interconectado Nacional, con sujeción al reglamento de operación". Su funcionamiento está fundamentado en la existencia de una bolsa de energía, donde se realizan intercambios comerciales y existe un operador central del Sistema Interconectado Nacional (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.
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.

### 3.1.5.2.2 Actividad de generación de energía

Es una actividad sometida a competencia, por lo tanto, los precios se definen en el mercado.

Los agentes generadores efectúan sus transacciones de energía en el Mercado Mayorista de Electricidad (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. Autogeneradores: 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. Cogeneradores: 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 o de 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 escasez. Uno de los componentes esenciales de este esquema es la existencia de las obligaciones de energía firme (OEF), que corresponde a un compromiso de los generadores de producir energía firme durante condiciones críticas de abastecimiento. Para este propósito, se subastan entre los generadores las OEF necesarias para cubrir la demanda del Sistema. El generador al que se le asigna una 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 y denominado Precio de Escasez. Dicha remuneración la liquida y recauda el ASIC y la pagan los usuarios del Sistema Interconectado Nacional (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 primero 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 es de 13.045 USD/MWh.

A partir del 30 de noviembre de 2012, fecha a partir de la cual inician las vigencias de las obligaciones de energía firme asignadas mediante la primera subasta que se llevó a cabo el 6 de mayo de 2008, el cargo por confiabilidad tendrá un valor de 13.99 USD/MWh.

### 3.1.5.2.3 Actividad de transmisión de energía

#### 3.1.5.2.3.1 Aspectos generales de la regulación vigente

La metodología de remuneración de la actividad de transmisión nacional se conoce como de Ingreso Regulado (definida principalmente en la resolución CREG 022 de 2001), 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. Con este fin se establecieron unas Unidades Constructivas Típicas valoradas a costas 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 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 del STN (LAC), instancia que 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, fijados en la resolución CREG-061 de 2000. 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.

La nueva metodología de remuneración establecida en la Resolución CREG 011 de 2009 se está aplicando para aquellas empresas transportadoras que ya tienen su inventario de activos del STN aprobado por la CREG; para aquellas empresas que aún no lo tienen aprobado, seguirá aplicándose la metodología establecida en las resoluciones CREG 061 de 2000 y 022 de 2001, en lo que respecta a normas de calidad y remuneración de la actividad respectivamente.

#### **3.1.5.2.3.2 Expansión del STN**

Con respecto a la expansión del STN, la CREG adoptó un conjunto de disposiciones, contenidas principalmente en la resolución CREG 022 de 2001, 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.

#### **3.1.5.2.4 Actividad de distribución**

La actividad de distribución es el transporte de energía eléctrica en los Sistemas de Distribución Local (SDL) o de Transmisión Regional (STR). Esta actividad la desarrollan los Operadores de Red (OR), siendo el OR la persona encargada 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 tiene el OR.

El Sistema de Distribución Local (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 Sistema de Transmisión Regional (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 de 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 Operadores de Red.

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-082 de 2002, 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 gastos AOM anuales (Administración, Operación y Mantenimiento), y la energía transportada. En activos, el regulador define unidades constructivas (cantidad física) y las valora a costos de reposición a nuevo; los gastos de Administración, Operación y mantenimiento (AOM) se determinan como un porcentaje del valor de los activos que oscila entre el 2% y el 4%, dependiendo del nivel de tensión; el regulador también define el valor del WACC, que es la tasa de descuento con la cual se halla la anualidad de los activos. La energía transportada considera unas pérdidas eficientes de energía que también son definidas por el regulador.
- Una vez definida la metodología, a cada OR se le aprueban, 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:

#### **3.1.5.2.4.1 Expansión de los sistemas de transmisión regional (STR) y de los sistemas de distribución local (SDL)**

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

El Operador de Red (OR) es responsable de elaborar y ejecutar el Plan de Expansión del Sistema que opera, de acuerdo con su Plan Estratégico, el Plan de Acción y el Plan Financiero.

El Plan de Expansión del 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 el OR no ejecuta un proyecto contenido en su Plan de Expansión, entonces 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 del operador de red 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 y calidad y continuidad en el suministro.

De acuerdo con 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 operador de red, serán incorporados en la tarifa con previa aprobación de la UMPE. 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.

#### 3.1.5.2.4.2 Calidad del servicio de energía eléctrica

Respecto de 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 el operador de red incumple la meta, es decir, desmejora con respecto a lo esperado, le disminuyen el cargo de distribución (incentivo negativo).
- Si el operador de red supera la meta, es decir, logra un mejor resultado de lo esperado, le dan un incentivo aumentándole el cargo por uso de distribución en el trimestre siguiente al de la evaluación (incentivo positivo).
- Si el operador obtiene un resultado que lo ubique dentro del rango definido previamente (banda de indiferencia) no le afectan su tarifa.

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

#### 3.1.5.2.5 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, 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, 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.

**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 2008, en vigencia desde el mes de febrero de 2009.

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 éstos 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 bajos (1, 2 y 3) se les cobre un valor inferior al costo de prestación del servicio y a los estratos 5 y 6, así como 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.

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, para los consumos de subsistencia (consumos inferiores a 131 kWh/mes) las tarifas pueden subir mensualmente como máximo 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. 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 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 superávits que las empresas comercializadoras presenten después de cruzar subsidios y contribuciones en sus propios mercados. Adicionalmente, si los recursos provenientes de los superávits de las empresas no alcanzan para cubrir el monto total de subsidios aplicados, el Gobierno Nacional, con cargo a su presupuesto, cubre el faltante. En caso contrario, las empresas de servicios públicos pueden tomar las medidas necesarias para que los usuarios cubran la totalidad del costo de prestación.

### **3.1.5.3 Sector de gas natural**

#### **3.1.5.3.1 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 Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG- como la 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. Sin embargo, la normatividad y las competencias expresadas en el Código de Petróleos y el Contrato de Asociación siguen rigiendo para las actividades de exploración, explotación y producción del gas natural y, por lo tanto, éstas se encuentran por fuera del alcance de la regulación de servicios públicos.

La regulación de la producción de gas natural la hace el Ministerio de Minas y Energía -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. Institucionalmente, Ecopetrol dejó de asumir la responsabilidad de ejecutar el Plan de Masificación de Gas de forma centralizada para dedicarse a la exploración y explotación de hidrocarburos. Por lo tanto, se escindieron los activos de transporte de gas natural del patrimonio de Ecopetrol y se capitalizaron en la Empresa Colombiana de Gas (Ecogas) creada mediante la Ley 401 de 1997, empresa posteriormente enajenada por el Estado y convertida en la Transportadora de Gas de Interior S.A. -TGI S.A.-, y finalmente se logró la incorporación de nuevas y cuantiosas inversiones en las diferentes actividades de la industria a través de diferentes agentes públicos y privados.

En el mismo sentido, 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 distribución de gas natural por red.

#### **3.1.5.3.2 Actividades del sector**

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

##### **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 desde la producción de gas natural se maneja bajo dos modalidades: precios máximos para la producción proveniente de los campos de Ballena en La Guajira y Opón, Resolución 119 de 2005, y para la producción de campos existentes o futuros que se incorporen a la oferta nacional, diferentes a los establecidos en esta 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 como: take or pay (pague lo contratado), OCG (opciones de compra de gas) y contratos con firmeza condicionada. El mercado de suministro de gas natural es un mercado bilateral que se caracteriza por la negociación directa entre las partes y el cierre de las transacciones de manera autónoma.

No obstante, para garantizar el abastecimiento de gas natural en el largo plazo, Decretos 2687 y 4670 de 2008, el MME privilegió la demanda interna sobre la demanda de exportación, estableció los mecanismos de información y asignación sobre la disponibilidad de la oferta de gas natural y fijó los criterios para que los productores puedan disponer de las reservas para el intercambio comercial internacional.

De este modo, los productores-comercializadores de los campos con precios máximos regulados deben ofrecer el gas al mercado regulado de acuerdo con un procedimiento que prioriza los contratos en firme para la atención de usuarios residenciales y pequeños usuarios comerciales y luego los de los usuarios industriales regulados. Las cantidades disponibles restantes, es decir después de atender el Mercado Regulado -MR-, provenientes de campos con precio regulado, deben ofrecerse a los demás agentes para atender el Mercado no Regulado -MNR-.

La CREG, por su parte, en cumplimiento de los lineamientos de política fijados por el Ministerio de Minas y Energía, con relación a la definición de procedimientos de comercialización desde la producción, promulgó la Resolución CREG 095 de 2008.

El gas propiedad del Estado se destina prioritariamente a la atención de la demanda interna residencial y comercial.

A partir de la experiencia vivida por el sector a raíz del fenómeno de "El niño" (2009 - 2010), que originó un racionamiento programado de gas, el Ministerio de Minas y Energía expidió los Decretos 2730 y 2807 de 2010, los cuales definieron políticas para el sector, introduciendo mejoras en todos los eslabones de la cadena. Para el caso de la comercialización, desde la producción se introdujeron nuevas medidas buscando la mitigación del poder de mercado en la producción, al establecer la comercialización del gas producido mediante un esquema de subas simultáneas, hoy en etapa de reglamentación por parte de la CREG, y al fijar unas condiciones mínimas que deberán cumplir todos los contratos de suministro de gas. Igualmente, con el fin de mejorar la coordinación entre el suministro y transporte de gas, se creó la figura del Gestor Técnico.

Para efectos de suministro del gas natural se considera usuario no regulado aquel cuyo consumo sea superior a 85.000 m<sup>3</sup>/mes, según la Resolución 07 de 2000.

### **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), 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 Sistema Nacional de Transporte se basa en un esquema de cargos de paso o por distancia, determinados como la suma de los cargos correspondientes a cada tramo de gasoducto comprendido entre el punto de entrada de gas al Sistema Nacional de Transporte 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 - pague lo contratado), 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. La negociación de los cargos de transporte se realiza bajo la modalidad de aproximación ordinal.

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 015 de 2001 para el gasoducto de Transmetano y 125 de 2003 para los gasoductos de TGI S.A., los cuales se espera que cambien en el corto plazo, una vez sean aprobados por parte de la Comisión los cargos de transporte para estos gasoductos, de acuerdo con lo estipulado en la Resolución CREG 126 de 2010

La modalidad de transporte de gas natural es la de transportador por contrato, en el cual los diferentes servicios de transporte, así como la expansión de la infraestructura, dependen de los términos y condiciones que se pacten en los contratos respectivos.

La nueva Resolución CREG 126 de 2010 establece un nuevo esquema mediante convocatorias para la expansión del sistema de transporte, cuando la expansión requerida no se encuentra en los programas de inversión de los respectivos transportadores. Igualmente esta resolución permite que los distribuidores participen en la construcción y operación de gasoductos de transporte Tipo II.

### **Distribución y comercialización de gas natural**

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: áreas de servicio exclusivo -menor precio obtenido- y áreas de servicio no exclusivo - fórmulas tarifarias-, ésta 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, que se otorga por vía licitatoria.

Para las áreas de servicio no exclusivo, como es el caso de EPM, la CREG estableció mediante su Resolución CREG 011 de 2003 los criterios generales para remunerar las actividades de distribución y comercialización de gas combustible y las fórmulas tarifarias generales para la prestación del servicio público domiciliario de distribución de gas combustible por redes de tubería. Tal resolución fue actualizada por parte de la CREG a partir de las bases metodológicas publicadas en la Resolución CREG 136 de 2008.

La actividad de distribución de gas natural se considera un monopolio natural regulado en precio, calidad y acceso. La metodología de remuneración corresponde a un esquema de incentivos con una regulación de costo medio de mediano plazo que considera: inversión base, expansión proyectada a 5 años, gastos AOM y demanda asociada. Se reconoce una tasa de costo del capital invertido – WACC.

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.
- 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, etc. 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 depreciación de equipos

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.

Mediante dicha Resolución la CREG ha propuesto un cargo máximo base de comercialización que estará conformado por una componente fija (Cf) y una componente variable (Cv). Además de ello se pretende reconocer un margen operacional equivalente al 3,78% y una prima de riesgo de cartera del 0,24%.

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 Resolución CREG 067 de 1995.



### 3.1.5.3.3 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 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. Sin embargo, 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.

### 3.1.5.3.4 Régimen de subsidios y contribuciones

En Colombia, de acuerdo con el marco legal vigente, 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 bajos 1 y 2 se les otorgue unos subsidios al costo de prestación del servicio, mientras que a los estratos 5 y 6, 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, de acuerdo con lo estipulado en el Plan Nacional de Desarrollo, Ley 1151 de 2007, para los consumos de subsistencia - consumos inferiores a 20 m<sup>3</sup>/mes- 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.
- La industria contribuye 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 (GNC) vehicular, cuya contribución es de 0%.
- 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 superávits que las empresas comercializadoras presenten, una vez efectúen el cruce entre subsidios y contribuciones en sus propios mercados. Si los recursos del Fondo son insuficientes para cubrir el monto total de subsidios aplicados por las empresas, 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.

### 3.1.5.3.5 Integración del sector de energía

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 tiene participación accionaria en una distribuidora comercializadora de gas natural.

Adicionalmente, con la modificación introducida en la Resolución 112 de 2007, se levantó el límite de participación –de la distribución y comercialización minorista integración horizontal-, lo cual permite a un agente distribuidor participar hasta en el 100% de estas actividades.

### 3.1.5.3.6 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 (IO).

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.

### 3.1.5.4 Sector de las telecomunicaciones

La Constitución Política de Colombia expedida en 1991 establece que la gestión y control del espectro electromagnético corresponden al Estado; el Ministerio de Tecnologías de la Información y las Comunicaciones es el órgano encargado de la preparación o redacción de la política de telecomunicaciones, gestión y control del espectro radioeléctrico, y también del control y supervisión del sistema de concesión. La Comisión de Regulación de Telecomunicaciones es la encargada de la regulación, mientras que la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios está a cargo de controlar y supervisar a las entidades que prestan servicios a los consumidores de una manera directa e inmediata. Por su parte, la Superintendencia de Industria y Comercio es la encargada de controlar y supervisar la competencia y los sistemas de protección de los consumidores de servicios públicos no domiciliarios.

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 filial que opera en Colombia.

Los operadores de telefonía local básica conmutada clasificados como dominantes en la Resolución CRT No. 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 Comisión de Regulación de Telecomunicaciones, a fin de determinar sus tarifas. Los demás operadores de telefonía pública básica conmutada (local, nacional e internacional de larga distancia), pueden determinar libremente sus tarifas.

Mediante la Resolución No.1250 de 2005, la Comisión de Regulación de Telecomunicaciones cambió el sistema de tasas para la telefonía pública básica conmutada, 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.

### **3.2 Normatividad en GUATEMALA**

#### **3.2.1 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; y,
- Los precios de la electricidad deben determinarse libremente, excepto para los servicios de transmisión y distribución que están sujetos a regulación.

### 3.2.2 Autoridades 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.

#### 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 5 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 de Electricidad Nacional 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, y
- 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.

### **3.2.3 Régimen tarifario**

#### **3.2.3.1 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 ésta compra y las tarifas de transmisión, y un cargo de 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.

#### **3.2.3.2 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.

### **3.2.3.3 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 nos 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 reembolsar a la compañía de distribución los costos de electricidad que ésta 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.

#### **3.2.3.4 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 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 para ser entregada 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.

### 3.2.3.5 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 Sistema Nacional de Electricidad.

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 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 importadores y se incluyen como parte de los costos de electricidad en las tarifas canceladas 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.

### 3.2.3.6 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.

### **3.2.3.7 Operación del Sistema Nacional de Electricidad**

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.

### **Nota 4. Principales políticas y prácticas contables**

Los estados financieros consolidados de EPM y sus filiales han sido preparados de conformidad con las normas y principios contables emitidos por la Contaduría General de la Nación (CGN) y otras disposiciones legales, incluidas las normas establecidas por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, un organismo técnico establecido en la Constitución Política de 1991 y delegado por la Presidencia de la República para controlar, inspeccionar y supervisar a los prestadores de servicios públicos domiciliarios.

A continuación se indican las principales normas que conforman los Principios de Contabilidad Generalmente Aceptados para Empresas de Servicios Públicos en Colombia:

- Resolución No. 354 de 2007, que adopta el Régimen de Contabilidad del Sector Público, establece su conformación y define su ámbito de aplicación.
- Resolución No. 355 de 2007, que adopta el Plan General de la Contaduría Pública (PGCP), establece las normas generales de contabilidad del sector público y las directrices para el reconocimiento y la divulgación de las transacciones, eventos y operaciones.

- Resolución No. 356 de 2007, que adopta el Manual de Procedimiento del Régimen de Contabilidad Pública, incluyendo una presentación general del plan de cuentas y procedimientos contables.

En 2008, la Contaduría General de la Nación emitió las resoluciones Nos. 145, 146, 205, 557, 558 y 669, que modificaron el Plan General de la Contaduría Pública.

El proceso contable de EPM y sus filiales se realiza de acuerdo con la Resolución No. 357 del 23 de julio de 2008, emitida por la Contaduría General de la Nación, que establece procedimientos de control interno contable y exige a la empresa que anualmente presente informes de control a la Contaduría General de la Nación.

El sistema unificado de costos y gastos por actividades de EPM y sus filiales se rige por la Resolución 20051300033635 del 28 de diciembre 2005, expedida por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios. Esta Resolución derogó las resoluciones SSP 2863 de 1996, 1416 y 1417 de 1997, 4493 de 1999, 4640 de 2000, 000860 y 006572 de 2001, 3064 y 012772 de 2002 y 002842 de 2004.

De acuerdo con la normatividad vigente, EPM y sus filiales adopta sus políticas y procedimientos contables. A continuación se detallan:

## **1 Clasificación de activos y pasivos**

Los activos y pasivos se clasifican según el uso a que 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.

## **2 Efectivo y equivalentes de efectivo**

Se consideran como efectivo o equivalentes de efectivo el dinero en caja y bancos y las inversiones de alta liquidez mantenidas por un periodo no superior a tres meses.

## **3 Inversiones**

### **3.1 Inversiones transitorias**

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 las compañías. 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 (Decreto de Gerencia General N°1651 de 2007).

Considerando lo estipulado en el Decreto 1525 de 2008 del Ministerio de Hacienda y Crédito Público, modificado por el 2805 de 2009, las inversiones transitorias en EPM y sus filiales pueden constituirse en Títulos de Tesorería TES, Clase 'B', tasa fija o indexados a la UVR y en certificados de depósitos a término, depósitos 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 el Grupo EPM.

Los establecimientos bancarios donde se invierten los excedentes deben contar con 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 la tercera mejor calificación vigente para el largo plazo utilizada por las respectivas sociedades, que equivale a AA.

Los excedentes en moneda extranjera pueden invertirse en gobiernos o instituciones financieras internacionales con calificación mínima de A+ para el largo plazo y A1+ para el corto plazo, así como 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 transitorias se valora diariamente a precios de mercado, conforme 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.

### **3.2 Inversiones permanentes**

Las inversiones patrimoniales en entidades no controladas comprenden los títulos participativos clasificados como de baja o mínima bursatilidad o sin ninguna cotización, los cuales no le permiten a EPM controlar, compartir el control o ejercer influencia importante sobre el ente emisor. Estas inversiones tienen la característica de no estar disponibles para la venta.

Las inversiones patrimoniales de no controlantes se actualizarán comparando el costo en libros con su valor de realización, entendido como la cotización en bolsa clasificada como alta o media bursatilidad, o el valor intrínseco cuando se clasifique como de baja, media mínima o ninguna cotización.

Para valorar las inversiones patrimoniales en empresas no controladas se tiene en cuenta el valor intrínseco así:

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.

El valor intrínseco de una acción se obtiene al dividir el patrimonio de la sociedad por el número de sus acciones pagadas o en circulación.

Para las inversiones permanentes cuya valoración es el valor en bolsa se procede:

Si el valor de realización es superior al costo, se reconoce una valorización afectando el patrimonio como superávit.

Si el valor de realización es inferior al costo se disminuye la valorización constituida hasta agotarla y más allá de ese valor se constituye provisión con cargo a resultados.

### 3.3 Combinación de negocios

Bajo norma colombiana, las inversiones patrimoniales en empresas controladas son sujeto de ajustes a su valor en libros, 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 good will negativo en el estado de resultados del periodo. Sin embargo, el patrimonio neto es afectado por el superávit por valorización.

#### **Adquisiciones de Panamá 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.**

EPM cerró el 19 de Enero de 2011 un acuerdo con AEI para adquirir, por valor de US\$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, Elektra Noreste S. A. (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 su parte, la Distribuidora de Electricidad del Sur (DELSUR), 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.

#### **Adquisiciones de DECA II, GESA y Genhidro de Guatemala en 2010**

EPM cerró el 21 de octubre de 2010 el acuerdo con Iberdrola Energía S.A. de España, TPS de Ultramar Ltd., filial de Teco Energy Inc., y EDP-Energías de Portugal S. A., donde adquirió por valor de US\$605 millones, el 100% de la sociedad guatemalteca Distribución Eléctrica Centroamericana II S.A. -DECA II-, que gestiona los negocios de distribución, transmisión y comercialización de energía eléctrica.

DECA II es el mayor accionista de la Empresa Eléctrica de Guatemala S.A. -EEGSA-, la distribuidora eléctrica más grande de Centroamérica con más de 930 mil clientes, y de COMEGSA, la principal comercializadora de energía de la región.

DECA II también posee participaciones mayoritarias en Trelec S.A., la segunda empresa de transmisión de energía de Guatemala, y en otras cuatro sociedades constituidas para prestar servicios a las empresas del grupo DECA II: Ideamsa (inmobiliaria), Amesa (administración de materiales), Enérgica (construcción y mantenimiento eléctrico) y Credieegsa (servicios de personal y administrativos).

La transacción también incluyó la compra del 100% de GESA, empresa de Iberdrola Energía S.A. dedicada a la exploración y desarrollo de nuevos negocios eléctricos. El valor de esta negociación fue de US\$11,5 millones.

Adicionalmente, EPM firmó un acuerdo con Iberdrola Energía S.A. para adquirir el 51% de Genhido y el 3,12% de Hidronorte, operación que fue concretada en el mes de diciembre por un valor de US\$18,5 millones.

Genhido es una sociedad holding que agrupa activos de generación, entre ellos la hidroeléctrica Río Bobos de 10 megavatios (MW), operada por Hidronorte S. A. desde 1995; la participación en el proyecto hidroeléctrico El Salá de 15 megavatios (MW), actualmente en desarrollo, y el 3,12% de la sociedad Hidronorte.

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

	<u>Valor pagado</u>	<u>Patrimonio neto adquirido</u>
DECA II	1,089,726	717,738
GESA	20,710	3,032
GENHIDRO	34,960	14,107
	<u>1,145,396</u>	<u>734,877</u>
Caja adquirida	(119,876)	
Dividendos recibidos	(35,847)	
Pago por compra de compañías, Neto de caja adquirida	<u>989,673</u>	

Los estados financieros individuales de DECA II, GESA Y GENHIDRO al 31 de diciembre de 2010 incorporados en los estados financieros consolidados corresponden a los siguientes valores en el balance general al 31 de diciembre de 2010 y al estado de resultados por el período comprendido entre noviembre y diciembre de 2010, para DECA II y GESA, ya que Genhido fue adquirida en diciembre.

	<u>DECA II</u>	<u>GESA</u>	<u>GENHIDRO</u>	<u>TOTAL</u>
<b>Balance General</b>				
Activos	1,572,602	4,061	42,775	1,619,438
Pasivos	716,080	71	14,341	730,492
Patrimonio	856,522	3,990	28,434	888,946
<b>Estado de Resultados</b>				
Ingresos operacionales, neto	236,245	874		237,119
Utilidad bruta	49,022	874		49,896
Utilidad operacional	37,800	872		38,672
Utilidad neta antes de impuestos	30,165	869		31,034
Utilidad neta	22,194	825		23,019

#### **4 Deudores de servicios públicos**

Constituye el valor de los derechos a favor del Grupo EPM originados en la prestación de los servicios públicos. Dentro de este rubro están: servicio de energía, servicio de acueducto, servicio de saneamiento básico, servicio de gas combustible, servicio de telecomunicaciones, subsidios para los servicios de acueducto y alcantarillado, energía, gas y telecomunicaciones.

Los derechos por la prestación de servicios públicos se reconocen al facturar los servicios suministrados y su medición corresponde al valor del consumo, aplicándole la tarifa fijada por los entes reguladores (CREG, CRA y CRT).

#### **5 Otros deudores**

Corresponden básicamente a las cuentas por cobrar, diferentes a los servicios públicos, tales como: 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 como informáticos, asistencia técnica, arrendamientos, entre otros.

## 6 Cuentas de difícil cobro

Los riesgos asociados con cuentas por cobrar a clientes y otros deudores son revisados al menos una vez al año a fin de determinar las provisiones respectivas, de conformidad con el tipo de cuentas por cobrar, su caducidad y la probabilidad de recuperación.

La política de provisión por la valoración por cuentas de servicios públicos de EPM y sus filiales de energía y aguas fue la siguiente:

<u>Rango de días</u>	<u>Porcentaje</u>
Saldos debidos entre 180 y 360 días	50%
Saldos debidos mayores a 361 días	100%

La política de provisión para la valoración de las cuentas por servicios públicos para las afiliadas de telecomunicaciones fue la siguiente:

<u>Rango de días</u>	<u>Porcentaje</u>
Saldos debidos entre 180 y 360 días	33%
Saldos debidos entre 361 y 720 días	66%
Saldos debidos mayores a 721 días	100%

## 7 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, equipos de comunicación, aparatos telefónicos y bienes de Proveeduría. Incluyen 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.

## 8 Propiedad, planta y equipo

Las propiedades, planta y equipo son los bienes tangibles adquiridos, construidos o en proceso de construcción, con la intención de emplearlos en forma permanente. Se registran inicialmente al costo de adquisición, conformado por las erogaciones necesarias para colocarlos en condiciones de utilización. El costo de adquisición se incrementa con las adiciones y mejoras.

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.

La depreciación se calcula siguiendo el método de línea recta durante la vida útil estimada del activo. Las tasas de amortización anual para cada partida del activo son:

Tipo de Activo	Vida Útil
<b>Construcciones</b>	
Presas, estaciones repetidoras	50
Edificios, casas, oficinas, tiendas, puestos, campamentos, estacionamientos, garajes, almacenes, instalaciones deportivas	30
Tanques de almacenamiento	20
<b>Plantas, tuberías y túneles</b>	
Plantas de generación y tratamiento	50
Plantas de conducción	47
Estaciones y subestaciones de regulación	25
Acueductos y conductos	30
Estaciones de bombeo	20
Plantas de telecomunicaciones	10
<b>Maquinaria y equipo</b>	
Redes de distribución y de aire	25
Redes de recolección de agua	30
Líneas y cables de transmisión	40
<b>Maquinaria y equipo</b>	
Construcción, maquinaria industrial, música, recreación y equipamiento deportivo	7
Herramientas y accesorios	7
Equipos de las estaciones de bombeo	7
Equipos de los centros de control, maquinaria, equipos de dragado y limpieza	5
Equipos del centro de control	15
Equipos de asistencia audiovisual	10
<b>Equipo médico y científico</b>	
Equipos de investigación	1
Equipos de laboratorio, equipo médico y científico	7
<b>Muebles, mezclas y equipo de oficina</b>	
<b>Equipos de comunicación y computadores</b>	
<b>Satélites y antenas</b>	
<b>Equipos de transporte, tracción y aumento</b>	
<b>Equipos de comedor, cocina, comida y de hotelería</b>	

## 9 Gastos pagados por anticipado

Costos y gastos que se pagan con antelación a 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 correspondientes a seguros se cargan a la cuenta de gastos pagados por anticipado con abono a la cuenta por pagar y se amortizan de acuerdo con la vigencia de las pólizas o cobertura de los servicios. Los más frecuentes son arrendamientos, seguros de incendio, rotura de maquinaria, corriente débil y responsabilidad civil.

## 10 Cargos diferidos

Incluye las erogaciones por concepto del suministro de bienes o prestación de servicios recibidos que, con razonable certeza, generarán beneficios económicos y sociales en el futuro.

La amortización se reconoce según el método de línea recta sobre la vida útil estimada.

## 11 Activos intangibles

Bienes inmateriales que se adquieren o desarrollan para facilitar, mejorar o tecnificar las operaciones, que son susceptibles de valorarse en términos económicos. Periódicamente se analiza su saldo y se reconoce un costo o gasto cuando se determine que de ellos no se obtendrán beneficios futuros.

Los activos intangibles incluyen los siguientes:

- **Goodwill:** corresponde a la diferencia entre el valor histórico o precio de adquisición y el valor intrínseco de las inversiones de capital. El goodwill refleja el beneficio económico de las inversiones, que se atribuye a la reputación de su nombre, a la mano de obra especializada, a la evaluación del riesgo crediticio, a la ubicación y a las expectativas de desarrollo empresarial, entre otros factores. El goodwill se amortiza a partir de metodologías técnicas que determinan la vida estimada de la inversión.
- **Licencias de software:** las licencias de software y de operación se amortizan utilizando el método de línea recta durante un máximo de cinco años.
- **Derechos:** son tratados de la misma manera que la propiedad, planta y equipo.

Los plazos de amortización de activos intangibles son los siguientes:

<u>Concepto</u>	<u>Tiempo en años</u>
Goodwill	8,5 – 26,5
Licencias	5
Software	5
Mejoras en propiedad ajena	5

## 12 Valorizaciones

El valor de los activos poseídos al final del período se reconoce sobre bases técnicas, de acuerdo con la normatividad vigente.

- **Propiedad, planta y equipo:** se actualizan al comparar el valor en libros con el costo de reposición o el valor de realización. 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.

La actualización de las propiedades, planta y equipo se hace cada tres años a partir de la última realizada.

- **Inversiones en entidades no controladas:** las valorizaciones corresponden a la diferencia entre el valor histórico y el valor intrínseco de la inversión o su precio de cotización en bolsa. Si el valor contable de la inversión es inferior al valor intrínseco, la diferencia se contabiliza como una revaluación de activos. Si es superior, la diferencia se contabiliza como provisión. Las adquisiciones por debajo del valor intrínseco generan ajuste por revaluación hasta la concurrencia con éste.

## 13 Obligaciones financieras

Corresponden a los actos o contratos que, de conformidad con las disposiciones legales sobre crédito público, tienen por objeto dotar a EPM y sus filiales de recursos, bienes o servicios, con plazo para su pago.

Incluyen:

- **Empréstitos:** se reconocen por el valor del desembolso.
- **Emisión y colocación de bonos, títulos de deuda pública:** se reconocen por su valor nominal.
- **Los instrumentos derivados con fines 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, tales como divisas, títulos valores o futuros financieros sobre tasas de cambio, tasas de interés, índices bursátiles o cualquier



otro subyacente pactado, los cuales se liquidan 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 Tasa Representativa de Mercado (TRM) de la fecha de la transacción. Mensualmente se reexpresan con la TRM de fin de mes. El mayor o menor valor obtenido como resultado de la reexpresión, se reconoce en el periodo en cuentas de resultados.

#### 14 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.

#### 15 Impuestos

La estructura fiscal en Colombia, el marco regulatorio y la pluralidad de operaciones que desarrolla el Grupo EPM, hacen que la empresa sea sujeto pasivo de impuestos, tasas y contribuciones del orden nacional y territorial

La siguiente es una síntesis de los tributos más relevantes para la empresa:

- **Impuesto sobre la renta:** EPM y sus filiales son contribuyentes del régimen ordinario del impuesto sobre la renta. En 2010 y 2009 se aplicó la tarifa general del 33%.
- **Impuesto al Patrimonio:** la Ley 1111 de 2006 estableció este impuesto, por los años 2007, 2008, 2009 y 2010. El impuesto se liquidó sobre el patrimonio líquido fiscal a enero 1 de 2007 a la tarifa del 1.2%; se excluye del impuesto, entre otros, el valor patrimonial neto de las inversiones en sociedades nacionales.
- **Precios de transferencia:** a partir del año 2004 los contribuyentes del impuesto sobre la renta que celebren operaciones con vinculados económicos o partes relacionadas del exterior, deberán cumplir con todas las obligaciones inherentes a precios de transferencia, de acuerdo con el monto de las operaciones que se realicen con los vinculados económicos.
- **Impuesto sobre las ventas:** el Grupo EPM es responsable del régimen común de este impuesto, el cual se genera por la venta de bienes y servicios gravados, así como por los ingresos exentos que obtiene producto de las exportaciones de servicios. Los servicios de energía, acueducto, alcantarillado y gas domiciliario se encuentran excluidos del impuesto.
- **Otros impuestos:** el Grupo EPM es contribuyente y agente retenedor de los impuestos de timbre nacional, industria y comercio y avisos y tableros.

#### 16 Impuestos diferidos

De acuerdo con la CGN los impuestos diferidos son reconocidos sobre las diferencias temporales provenientes de la declaración de renta.

En general los pasivos por impuestos diferidos surgen cuando la deducción impositiva es más temprana que el gasto para efectos contables, o cuando los ingresos devengados no se gravan hasta que se reciben. Ejemplos de estas situaciones incluyen:

- La depreciación fiscal acelerada en relación con la depreciación contable.
- Los métodos de amortización que difieren de la amortización contable.

Los activos por impuestos diferidos generalmente surgen cuando la deducción impositiva es más tardía que el gasto para efectos contables. Ejemplos de estas situaciones incluyen:

- La empresa puede acumular un gasto contable en relación con una provisión como deudas incobrables, pero la deducción fiscal no se obtiene hasta tanto no se utilice la provisión.
- Ajustes por inflación sobre los activos no monetarios depreciables y amortizables, las provisiones para pasivos estimados, y los pagos a los fondos de pensiones, beneficios de salud y educación, entre otros.
- Según el Concepto N° 20061-57086 de la CGN del 31 de enero de 2006, cada empresa tiene autonomía en la definición de sus principios de contabilidad con respecto a los impuestos diferidos. En consecuencia, la matriz y sus filiales han considerado como diferencia temporal generadora de impuesto diferido, los ajustes por inflación reconocidos únicamente para efectos fiscales de los activos fijos depreciables, toda vez que generan un mayor impuesto sobre la renta por corrección monetaria, el cual será posteriormente recuperado cuando los activos fijos se deprecien fiscalmente durante los próximos años.

## **17 Obligaciones laborales y de seguridad social**

Se ajustan al cierre del ejercicio con base en lo dispuesto por las normas legales y las convenciones laborales vigentes. Incluyen lo adeudado por salarios, prestaciones sociales y pensiones de jubilación.

## **18 Pasivo pensional**

Su cálculo tiene como base jurídica las normas legales vigentes sobre pensiones. Para efectos de la evaluación actuarial se siguieron los parámetros establecidos en el Decreto No.2783 del 20 de diciembre de 2001 del Gobierno Nacional. Para las entidades no sometidas al control y vigilancia de la Superintendencia Financiera de Colombia, contempla incrementos futuros de salario y pensiones para cada año.

La tasa de reajuste pensional en el año 2010 fue 4.51%, (2009 fue 6.48%) de acuerdo con el numeral 1, artículo 1º, del Decreto 2783 mencionado. Los bonos pensionales se actualizaron y capitalizaron según el Decreto 1748 del 12 de octubre de 1995. 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 totalmente por EPM, en cumplimiento del literal b), Artículo 2º del Decreto No. 1517 del 4 de agosto de 1998.

En cumplimiento de la Resolución 356 del 5 de septiembre de 2007, emitida por el Contador General de la Nación, por la cual se adoptó el Manual de Procedimientos del Régimen de Contabilidad Pública, los pagos por pensiones se registraron afectando la cuenta del pasivo para las compañías que tenían amortizado el 100% del cálculo actuarial.

## **19 Pasivos estimados**

Son reconocidos cuando se reúnen las siguientes condiciones:

- El Grupo EPM ha obtenido un beneficio del bien o servicio (aunque no se ha recibido la factura por parte del proveedor para ser reconocido como real).
- Acorde con lo estipulado en la ley, el Grupo EPM está obligado 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.

Principales pasivos estimados:

- Provisión de impuestos
- Beneficios complementarios
- Pasivos pensionales

## 20 Patrimonio

Lo constituyen 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.

**Capital:** el capital de EPM es de propiedad exclusiva del Municipio de Medellín.

**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, se han 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.

**Utilidades retenidas:** corresponden a los ingresos netos generados durante el año y en años anteriores, sin un destino específico.

**Superávit por donaciones:** en esta cuenta se registran los activos entregados por los constructores y los municipios a las empresas del Grupo en calidad de donación. Estos activos se refieren a conexiones de acometidas de los usuarios.

**Revalorización del patrimonio:** en esta cuenta se registra los ajustes por inflación sobre las cuentas de patrimonio desde 1992 hasta 2000 (con excepción del superávit por revalorización de activos). De conformidad con la legislación vigente, este saldo no se puede distribuir hasta que cada compañía se liquide o se capitalice.

## 21 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.

## 22 Ingresos brutos

Los ingresos brutos corresponden básicamente al desarrollo de la actividad principal del Grupo EPM que es la prestación de los servicios de energía, telecomunicaciones y agua. Los descuentos se registran como una reducción de los ingresos.

## 23 Costos de ventas

La Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, Resolución 33635 de 2005, reglamentó el sistema unificado de costos y gastos para empresas del sector de servicios públicos domiciliarios. De esta manera, el Grupo EPM implementó el sistema unificado de costos y gastos con la metodología de costos basada en actividades, mediante la cual se asignan los costos a un producto o servicio por medio de la medición de las actividades involucradas en cada uno de los procesos.

## **24 Gastos de administración**

Corresponden a los gastos incurridos en las actividades normales de operación que no tienen relación directa con la actividad principal. Estas actividades sirven de apoyo para el cumplimiento del objeto social.

## **25 Contingencias**

Corresponden a estimaciones por la existencia de ciertas condiciones, situaciones o conjunto de circunstancias que generan incertidumbre sobre posibles pérdidas, cuyo resultado final sólo se conocerá cuando uno o más eventos se produzcan o dejen de ocurrir. Tal es el caso de los procesos judiciales y en vía gubernativa en curso, ante distintas jurisdicciones (Consejo de Estado, Tribunal Administrativo de Antioquia, Juzgados Administrativos, Juzgados Civiles Municipales, entre otros), en los cuales el Grupo EPM actúa como demandante o como demandado.

Las expectativas sobre el resultado de estas actuaciones judiciales pueden ser probables, eventuales y remotas. Para las demandas en contra del Grupo Empresarial EPM que se consideran probables, previa evaluación del área Jurídica, se constituye provisión. Para las demandas calificadas como eventuales o remotas, se hace un registro en cuentas de orden.

Las demandas interpuestas por el Grupo EPM y consideradas probables, son registradas en cuentas de orden como un derecho contingente.

## **26 Utilización de las estimaciones**

La preparación de los estados financieros consolidados de acuerdo con principios contables emitidos por la CGN requiere que la Gerencia realice estimaciones y asunciones que pudieran diferir del valor de mercado en una fecha determinada, para sus activos, pasivos y resultado de actividades.

## **27 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 se desagregan las cuentas requeridas por la normatividad vigente y aquellas que representan el 5% o más del total de activos, activos corrientes, total pasivos, pasivos corrientes, capital de trabajo, patrimonio y resultados de operación, según corresponda. Adicionalmente, valores menores al 5% son desagregados cuando se considera necesario para contribuir a una mejor interpretación de los estados financieros.

## **28 Reclasificaciones a los estados financieros consolidados de 2010**

Algunas reclasificaciones han sido incluidas en los estados financieros de 2010 con el fin de cumplir con disposiciones de la CGN y facilitar su comparación con los estados financieros de 2011.

## **29 Normas Internacionales de Información Financiera "NIIF"**

EPM continuó en su proyecto de adopción plena de las Normas Internacionales de Información Financiera, NIIF, con alcance al Grupo Empresarial EPM, con el fin de elaborar los estados financieros bajo estos estándares.

Con la participación de la firma Ernst & Young Audit Ltda y el equipo conformado por funcionarios de diferentes áreas de EPM y sus filiales, se llevó a cabo la fase del Proyecto NIIF enfocada al diagnóstico, medición de impactos y definición de la estrategia de implantación para la adopción, con el fin de tener una visión general de los posibles efectos de las NIIF en los

negocios, los procesos, los sistemas de información (tecnología de información) y la regulación aplicable a las empresas del Grupo EPM, entre otros.

Para las empresas del Grupo EPM, los principales productos obtenidos en esta etapa fueron:

- Determinación de los impactos preliminares a nivel conceptual, tanto financieros como de tecnología de información.
- Informe preliminar con recomendaciones al Sistema de Control Interno Contable.
- Propuesta de las prácticas contables bajo NIIF.
- Definición preliminar de segmentos de negocio según criterios NIIF.
- Informe global de revelaciones o notas a los estados financieros.
- Elaboración de estrategia y plan de trabajo preliminar para la implantación de NIIF.

Estos productos servirán de base para emprender las siguientes fases del Proyecto NIIF: Implantación y Estabilización.

#### **Nota 5. 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 periodo gravable 2011 a una tarifa del 4.8%. A diferencia de la anterior norma, obliga a causar la totalidad del impuesto en el 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 este modo, 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 dicha solicitud.

#### **Nota 6. Cambios en moneda extranjera**

La moneda funcional de EPM y filiales en Colombia es el peso colombiano. Las operaciones realizadas en Panamá por: HET, PDG, ENSA, En bermudas por: EEPPM RE LTD, en España por: OCL, En USA por: CTC, en Caimán por: AEI El Salvador Holdings Ltd, PPLG El Salvador II, en El Salvador por: Distribuidora de Electricidad del Sur (DELSUR), Electricidad de Centroamérica Ltda. de C.V., e Innova Tecnología y Negocios S. A. de C.V. en Guatemala por: Distribución Eléctrica Centroamericana DOS (II) S.A., Empresa Eléctrica de Guatemala S. A. "EEGSA", Inversiones Eléctricas Centroamericanas S. A. "INVELCA", Almacenaje y Manejo de Materiales Eléctricos S. A. "AMESA", Inmobiliaria y Desarrolladora Empresarial de América S. A. "IDEAMSA", Comercializadora Eléctrica de Guatemala S. A. "COMEGSA", Transportista Eléctrica Centroamericana S. A. "TRELEC", Enérgica S. A. "ENÉRGICA", Credieegsa S.A., Gestión de Empresas Eléctricas S. A. "GESA", Generadores Hidroeléctricos S. A. "Genhidro", Hidronorte S. A. y Mano de Obra S. A. "MOSA" se consideran como denominadas en "moneda diferente al peso" y se registran a los tipos de cambio de cierre para los activos y pasivos, a las tasas de cambio promedio del período para las cuentas de resultados y a la tasas de cambio históricas para las cuentas de patrimonio.

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.

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 Tasa de Cambio Representativa del Mercado -TRM- certificada por la Superintendencia Financiera de Colombia.

**Tasas utilizadas para la conversión de divisas en los estados financieros consolidados**

<u>Moneda</u>	<u>Tipo de Divisa</u>	<u>Junio 2011</u>	<u>Diciembre 2010</u>
Dólar de Estados Unidos	USD	1,780.16	1,913.98
Libra esterlina	GBP	2,590.97	2,996.62
Yen japonés	JPY	22.03	23.60
Euro	EUR	2,580.97	2,567.70
Quetzal	GTQ	7.77	8.01

El efecto de la diferencia en cambio en resultados es el siguiente:

	<u>2011</u>	<u>2010</u>
<b><u>Ingresos no operacionales por diferencia en cambio</u></b>		
Operaciones de credito publico externas	122,672	125,376
Adquisicion de bienes y servicios	27,499	15,533
Efectivo	23,751	1,704
Otros ajustes por diferencia en cambio	10,997	1,007
Deudores	9,518	3,399
Inversiones	-	54
	<u><b>194,437</b></u>	<u><b>147,073</b></u>

<b><u>Gastos no operacionales por diferencia en cambio</u></b>		
Deudores	27,706	12,318
Inversiones	16,753	45,744
Adquisicion de bienes y servicios	13,384	-
Otros ajustes por diferencia en cambio	8,964	-
Operaciones de credito publico externas	1,794	25,264
Efectivo	905	2,123
	<u><b>69,506</b></u>	<u><b>85,450</b></u>

**Nota 7. Efectivo y equivalentes de efectivo**

Al 30 de junio el efectivo y equivalentes de efectivo consistían en lo siguiente:

	<u>2011</u>	<u>2010</u>
Bancos	914,281	1,049,423
Fondos restringidos (1)	31,773	40,210
Administración de liquidez (2)	18,782	5,204
Efectivo	3,138	1,704
	<u><b>967,974</b></u>	<u><b>1,096,541</b></u>

(1) Los fondos restringidos en convenios interadministrativos son los siguientes:

<u>Acuerdos</u>	<u>2011</u>	<u>2010</u>
Antioquia iluminada (*)	9,438	6,279
Administración delegada No.4800000436/440 Municipio Medellín	8,888	20,258
Recursos para infraestructura de agua potable y saneamiento básico (**)	7,664	9,397
Otros	<u>5,782</u>	<u>4,276</u>
	<b><u>31,773</u></b>	<b><u>40,210</u></b>

(\*) Corresponde a recursos recibidos en administración por convenios para apoyo financiero en la ejecución de proyectos de inversión en infraestructura de los sistemas de acueducto y alcantarillado de Urabá. Dichos recursos se encuentran depositados y controlados en cuentas individuales del IDEA.

(\*\*) Tiene como objetivo llevar el servicio de energía eléctrica a 42,000 viviendas rurales en los municipios que comprenden el departamento de Antioquia, en un periodo de tres años a partir de 2009. Durante el año 2010 se llevó el servicio a 17,692 viviendas, para un total a diciembre de 2010 de 29,017 viviendas.

(2) Corresponde a fondos en moneda extranjera exigibles a la vista en operaciones overnight que generaran para EPM rendimientos financieros.

#### **Nota 8. Inversiones temporales**

Al 30 de junio las inversiones temporales, que son negociables, consistían en lo siguiente:

	<u>2011</u>	<u>2010</u>
Bonos de la Tesorería-TES (1)	646,772	891,341
Certificados de depósitos a término (2)	327,483	394,537
Derechos en fondos y valores fiduciarios de inversión (3)	321,494	180,883
Bonos y valores emitidos por instituciones financieras (4)	267,815	989
Bonos y valores emitidos por el gobierno nacional (5)	56,035	44
Bonos y valores emitidos por el sector privado	36,510	45,041
Otros	<u>5</u>	<u>60</u>
	<b><u>1,656,116</u></b>	<b><u>1,512,894</u></b>

- (1) Títulos de Tesorería (TES). Títulos de deuda pública interna emitidos por el Gobierno Nacional y administrados por el Banco de la República.
- (2) 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.
- (3) 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.
- (4) Inversiones en depósitos a plazo (time deposit), celebradas con instituciones financieras internacionales con calificación mínima de A+ para el largo plazo y A1+ para el corto plazo, y sucursales en el exterior de establecimientos bancarios vigilados por la Superintendencia Financiera de Colombia con la máxima calificación vigente.
- (5) Bonos Yankees, títulos emitidos en dólares por el Gobierno Nacional, expresados en pesos colombianos a la TRM y Treasury Bills, títulos emitidos por el Tesoro Americano con vencimiento menor a un año.

**Nota 9. Deudores, neto**

Al 30 de junio, las cuentas por cobrar consistían en lo siguiente:

		<u>2011</u>	<u>2010</u>
Servicios públicos	(1)	2,141,726	1,714,485
Deudas de difícil recaudo		484,275	462,880
Otros		279,411	55,980
Préstamos a compañías no controladas	(2)	269,647	301,641
Anticipos y saldos a favor por impuestos y contribuciones		223,591	129,243
Telecomunicaciones y servicios de asistencia técnica		201,451	159,177
Anticipos a proveedores	(3)	125,798	342,988
Préstamos a empleados		110,922	111,888
Recursos entregados en administracion	(4)	77,291	69,017
Dividendos y participaciones por cobrar		27,479	4,505
cuentas por cobrar a terceros		26,792	23,574
Cuentas por cobrar por venta de bienes		18,255	23,754
Cuotas partes de pensiones		17,787	16,512
Depósitos entregados en garantía		<u>3,098</u>	<u>3,088</u>
		<b><u>4,007,522</u></b>	<b><u>3,418,730</u></b>
Provisión cuentas de dudoso recaudo	(5)	(603,833)	(548,810)
		<b><u>3,403,689</u></b>	<b><u>2,869,920</u></b>
Menos porción no corriente	(6)	<u>809,044</u>	<u>824,367</u>
Porción corriente		<b><u>2,594,645</u></b>	<b><u>2,045,553</u></b>

(1) El incremento se origina por la incorporación de las cuentas por cobrar por \$250,044 de las filiales de El Salvador y Panamá, adquiridas en febrero de 2011, en los estados financieros consolidados a junio de 2011.

(2) Corresponde a los préstamos otorgados a Colombia Móvil S. A. E.S.P. En septiembre de 2006 UNE EPM Telecomunicaciones unificó los saldos adeudados en lo que respecta a los préstamos que los socios en su calidad habían otorgado a Colombia Móvil S. A., a través de un pagaré a favor de UNE EPM Telecomunicaciones S. A. E.S.P. por un valor de \$201.595 y una tasa de interés de DTF más 4,15% TA. El interés generado por este instrumento negociable se acumula y será pagado junto con el capital en tres cuotas anuales iguales, comenzando en julio de 2011.

DTF: promedio de tasa de interés para depósitos a plazo fijo, fijada por la Superintendencia Financiera.

TA: Trimestral Anticipado

(3) La disminución corresponde a la legalización del anticipo entregado al Instituto para el Desarrollo de Antioquia "IDEA" por \$289,723 en virtud del acuerdo vinculante firmado entre el IDEA y EPM, que permitirá a EPM desarrollar integralmente el proyecto Hidroituango, es decir, que financie, construya, opere, mantenga y posteriormente restituya la central hidroeléctrica a la Sociedad Hidroituango.



(4) Incluye \$63,621 de recursos entregados a una fiducia en garantía, conforme al acuerdo económico firmado con el IDEA. Este valor está sujeto a que se obtenga para el proyecto hidroeléctrico de Ituango la zona franca o a que EPM renuncie a este proyecto.

(5) Durante el año, el movimiento de la provisión para cuentas de dudoso recaudo fue el siguiente:

	<u>2011</u>	<u>2010</u>
Saldo inicial	548,810	509,904
Provisión	46,249	131,706
Combinación de negocios	21,723	(5,489)
Recuperación provisiones	(12,949)	(39,315)
Castigos de cartera	-	(48,919)
Gasto de ejercicios anteriores	-	923
Saldo final	<u><b>603,833</b></u>	<u><b>548,810</b></u>

(6) Al 30 de junio la composición de las cuentas por cobrar no corrientes fue:

	<u>2011</u>	<u>2010</u>
Servicios públicos	279,129	281,662
Préstamos a compañías no controladas	269,647	201,094
Prestamos a empleados	98,812	105,048
Recursos entregados en administracion	63,664	61,721
Anticipos a proveedores	51,229	8,522
Otros deudores	44,445	164,050
Cuentas por cobrar por venta de activos fijos	<u>2,118</u>	<u>2,271</u>
	<u><b>809,044</b></u>	<u><b>824,367</b></u>

#### **Nota 10. Inventarios, neto**

Al 30 de junio los inventarios consistían en lo siguiente:

	<u>2011</u>	<u>2010</u>
Materiales	166,080	133,206
Bienes para la venta	12,113	11,181
Inventarios en poder de terceros	3,023	4,209
Inventarios en tránsito	<u>2,754</u>	<u>3,990</u>
	183,970	152,585
Menos: Provisión para proteccion de inventarios (1)	<u>(6,621)</u>	<u>(4,392)</u>
	<u><b>177,349</b></u>	<u><b>148,193</b></u>

(1) Durante el año, el movimiento de la provisión para protección de inventarios fue el siguiente:

	<u>2011</u>	<u>2010</u>
Saldo inicial	4,392	3,092
Combinación de negocios	2,756	-
Gasto provisión	890	4,535
Recuperación de provisiones	(1,417)	(947)
Utilización de provision	-	(2,288)
Saldo final	<u><b>6,621</b></u>	<u><b>4,392</b></u>

**Nota 11. Gastos pagados por anticipado**

Al 30 de junio los gastos pagados por anticipado consistían en lo siguiente:

	<u>2011</u>	<u>2010</u>
Arrendamiento (1)	164,010	169,554
Seguros	35,936	41,122
Otros	<u>11,735</u>	<u>1,809</u>
	<b><u>211,681</u></b>	<b><u>212,485</u></b>
Menos porcion no corriente (2)	<u>166,019</u>	<u>179,649</u>
Porcion corriente	<u><u>45,662</u></u>	<u><u>32,837</u></u>

- (1) Incluye \$100,099 (2010 - \$ 100,537) correspondiente al arriendo de capacidad nueva para transmisión de información e interconexión con los proveedores Sprint, Promigas Telecomunicaciones S. A., Unión Fenosa y Colombia Telecomunicaciones, los cuales tienen una vida útil de máxima de 15 años.
- (2) Al 30 de junio la composición de los gastos pagados por anticipado no corrientes es la siguiente:

	<u>2011</u>	<u>2010</u>
Arrendamiento	159,295	167,776
Seguros	4,070	10,301
Mantenimiento	2,553	1,554
Publicaciones y suscripciones	<u>101</u>	<u>18</u>
	<b><u>166,019</u></b>	<b><u>179,649</u></b>

**Nota 12. Inversiones a largo plazo, neto**

Al 30 de junio las inversiones a largo plazo consistían en lo siguiente:

	<u>2011</u>	<u>2010</u>
Inversiones en entidades no-controladas (1)	605,150	713,275
Inversiones en títulos participativos	65,869	61,347
Otros	<u>1,049</u>	<u>1,049</u>
	672,068	775,671
Menos: Provisión para protección de inversiones (2)	<u>(101,084)</u>	<u>(101,075)</u>
	<b><u>570,984</u></b>	<b><u>674,596</u></b>

- (1) Las inversiones en entidades no controladas Al 30 de junio incluían las siguientes:

Entidad	Porcentaje	2011				
		Costo Ajustado	Provisión	Valorización	Neto	Dividendos
Isagen S. A. E.S.P.	12.95%	191,214	-	648,831	840,045	21,178
ISA S.A. E.S.P.	10.17%	187,035	-	1,243,941	1,430,976	19,368
Colombia Móvil S. A. E.S.P.	24.99%	152,063	(83,259)	-	68,804	-
Hidroeléctrica Ituango S.A. E.S.P.	46.32%	28,067	-	5,677	28,067	1,625
Gestión Energética S. A. E.S.P.	0.25%	12,686	(12,051)	-	635	-
Transorient e S.A	20.00%	8,633	-	8,159	16,792	-

Gasorient						
S.A. ESP	10.00%	7,651	-	12,751	7,651	-
Otros		<u>17,801</u>	<u>(5,774)</u>	<u>8,846</u>	<u>20,873</u>	<u>6,861</u>
		<u>605,150</u>	<u>(101,084)</u>	<u>1,928,205</u>	<u>2,413,843</u>	<u>49,032</u>

2010						
Entidad	Porcentaje	Costo Ajustado	Provisión	Valorización	Neto	Dividendos
Isagen S. A. E.S.P.	12.95%	191,214	-	726,482	917,696	19,772
ISA S.A. E.S.P.	10.17%	187,035	-	1,394,845	1,581,880	18,017
Colombia Móvil S. A. E.S.P.	24.99%	152,063	(83,259)		68,804	-
Hidroeléctrica Ituango S.A. E.S.P.	46.32%	137,014	-		137,014	-
Gestión Energética S. A. E.S.P.	0.25%	12,686	(12,229)		457	-
Transorient e S.A.	20.00%	8,633	-	8,159	16,792	-
Gasorient S.A. ESP	10.00%	7,661	-	12,751	20,412	-
Otros		<u>16,969</u>	<u>(5,587)</u>	<u>10,752</u>	<u>22,134</u>	<u>162</u>
		<u>713,275</u>	<u>(101,075)</u>	<u>2,152,989</u>	<u>2,765,189</u>	<u>37,951</u>

(2) El movimiento de la provisión para protección de inversiones durante el año fue el siguiente:

	2011	2010
Saldo inicial	101,075	96,966
Provisión	79	4,578
Provisión ejercicios anteriores	-	(417)
Reclasificación de provisión	(70)	(52)
Saldo final	<u>101,084</u>	<u>101,075</u>

### Nota 13. Propiedad, planta y equipo, neto

Al 30 de junio la composición de la propiedad, planta y equipo fue la siguiente:

	2011	2010
Redes, líneas y cables (1)	6,368,920	5,842,770
Plantas, ductos y túneles (1)	6,774,777	5,238,216
Construcciones en curso (2)	1,436,693	3,410,888
Edificios	3,147,988	2,219,454
Equipos de comunicaciones y computación	1,023,621	952,750
Maquinaria y equipo	615,098	533,924
Terrenos	218,614	182,114
Maquinaria, planta y equipo en montaje	242,275	124,303
Equipos de transporte, tracción y elevación	138,546	117,069
Muebles, enseres y equipo de oficina	122,569	118,336
Bienes muebles en bodega	85,748	81,503
Propiedad, planta y equipo en tránsito	31,811	27,112
Otros	146,440	98,494
Provisión para Propiedad, Planta y Equipo(3)	<u>(73,326)</u>	<u>(71,028)</u>

	20,279,774	18,875,905
Depreciación diferida (4)	1,929,573	1,868,339
Depreciación acumulada (5)	<u>(9,340,491)</u>	<u>(8,708,653)</u>
	<u>(7,410,918)</u>	<u>(6,840,314)</u>
	<b><u>12,868,856</u></b>	<b><u>12,035,591</u></b>

- (1) Las plantas ductos, túneles, redes, líneas y cables son los componentes de la infraestructura operativa de los negocios de Generación, Transmisión y Distribución, Gas Natural, Acueducto, Saneamiento Aguas Residuales y Telecomunicaciones.
- (2) **Construcciones en curso.** Representa el valor de los costos y demás cargos incurridos para la expansión y sostenibilidad de la infraestructura para atender los servicios ofrecidos mediante la construcción, ampliación, modernización, rehabilitación o reposición de redes, plantas, equipos, entre otros, hasta cuando estén en condiciones de ser utilizados en desarrollo de la operación.

En los rubros más significativos se destaca \$712,008 y \$3,046,194 al 30 de junio de 2011 y 31 de diciembre de 2010, respectivamente, correspondiente al proyecto de generación de energía Porce III. Por otro lado, \$189,294 a junio 30 de 2011, del Proyecto Hidroeléctrico Ituango.

A junio de 2011 presenta una disminución del 57.88%, con respecto a diciembre de 2010, explicado principalmente por la entrada en operación comercial de las unidades 2, 3 y 4 del proyecto hidroeléctrico Porce III por valor de \$2,378,833; el valor restante corresponde a la ejecución de obras de modernización de subestaciones de energía, reposición de equipos, así como, la expansión y reposición de redes de transmisión y distribución de energía que se ejecutan con el fin de cubrir el crecimiento de los clientes y la reposición del sistema de distribución; de igual forma, los planes de infraestructura de acueducto y saneamiento del río Medellín.

Del total de las construcciones en curso, se han trasladado a operación comercial en esta vigencia \$2,474,923 con cargos a la infraestructura operativa de la Compañía, cuyos valores más relevantes lo representa el proyecto hidroeléctrico Porce III por valor de \$2,378,833, 98.52% del total de los traslados a operación; lo demás, corresponde a la activación de redes en las electrificadoras de las filiales de Energía.

**(2.1) Proyecto Porce III.** Localizado en el departamento de Antioquia en la margen occidental de la cordillera central, en jurisdicción de los municipios de Amalfi, Guadalupe, Gómez Plata y Anorí, a 147 km al noroeste de la ciudad de Medellín. La capacidad es de 660 MW.

Esta central de generación contribuirá con 3.106 GWh de energía firme al año

En la subasta de 2008, la energía firme asignada -ENFICC- al proyecto Porce III fue de 3,363 GWh/año, a partir de diciembre de 2011 y por un tiempo de 20 años.

Durante el año 2011 el proyecto Porce III han entrado las siguientes unidades en operación comercial así:

Unidad número 4: Enero 11 de 2011  
 Unidad número 3: Mayo 2 de 2011  
 Unidad número 2: Junio 10 de 2011

La Unidad número 1 se encuentra en pruebas.

Se encuentran finalizadas las obras de infraestructura (vías de acceso, puentes especiales, campamentos, energía para construcción, batallones) y obras civiles principales (presa y

obras subterráneas), quedando pendiente el contrato de finalización de las obras civiles finales (canal izquierdo del vertedero y acabados casa de máquinas).

Los equipos electromecánicos fueron entregados y montados en su totalidad, actualmente se encuentran en la etapa de pruebas. Entre los equipos hidromecánicos se encuentra en fabricación la minicentral para el caudal ecológico, los demás, se encuentran en la etapa de pruebas.

**(2.2) Proyecto Hidroeléctrico Ituango:** Con una capacidad instalada de 2.400 MW, localizado al norte del departamento de Antioquia, a 171 Km de la ciudad de Medellín, entre el municipio de Santafé de Antioquia, al sur, y el río Ituango, al norte. El área de influencia indirecta comprende 12 municipios del Departamento de Antioquia. Las principales características del proyecto se resumen así:

Potencia nominal de la central (MW)	2.400
Unidades de generación	8 x 300
Turbinas	8 Francis
Salto neto de diseño (m)	197.6
Caudal de diseño (m <sup>3</sup> /s)	1.350
Caudal por unidad (m <sup>3</sup> /s)	168.8
Volumen embalse máximo (millones de m <sup>3</sup> )	2.720
Área inundada con nivel máximo (ha)	3.800
Longitud embalse (km)	75
Nivel del embalse máximo normal (msnm)	420
Presa tipo (enrocado con núcleo de tierra)	ECRD
Presa altura (m)	225
Presa volumen (millones de m <sup>3</sup> )	20
Energía media anual (GWh)	14.060
Energía firme anual (GWh)	9.200
Factor de planta promedio	0.67

La entrada en operación comercial de la primera etapa se tiene programada para las siguientes fechas: Las dos primeras unidades en el segundo semestre del año 2018, las dos restantes en el primer semestre del año 2019.

En la segunda etapa se tiene programada la entrada en operación comercial de la quinta y sexta unidad en el segundo semestre del año 2021, las dos últimas unidades en el primer semestre del año 2022.

- (3) **Provisión protección propiedad, planta y equipo:** La Compañía viene realizando la actualización del valor de las propiedades, planta y equipo mediante avalúo técnico, registrando las valorizaciones y provisiones correspondientes. A continuación se presenta el detalle de la provisión acumulada, correspondiente a activos que tenían un valor en libros superior al avalúo técnico:

	<u>2011</u>	<u>2010</u>
Plantas, ductos y túneles	(34,314)	(33,972)
Equipos de comunicación y computación	(1,249)	(1,146)
Redes, líneas y cables	(12,071)	(11,143)
Edificaciones	(8,605)	(8,605)
Maquinaria y equipo	(4,928)	(4,929)
Terrenos	(533)	(533)
Equipo médico y científico	(149)	(149)
Muebles, enseres y equipo de oficina	(193)	(193)
Equipo de transporte, tracción y elevación	(43)	(43)
	<u><b>(73,326)</b></u>	<u><b>(71,028)</b></u>

El siguiente es el detalle de la provisión protección propiedad, planta y equipo a junio 30 de 2011.

	<u>2011</u>	<u>2010</u>
Saldo inicial	71,028	88,613
Gasto provisión	1,987	6,647
Utilización de provisión de propiedad, planta y equipo	(37)	(17,241)
Recuperaciones	-	(8,080)
Reclasificación de provisión	348	1,089
Combinación de negocios	-	-
Saldo final	<u><b>73,326</b></u>	<u><b>71,028</b></u>

- (4) **Depreciación diferida:** En este rubro se 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.

El movimiento de la depreciación diferida, neta, de la propiedad, planta y equipo durante el año fue el siguiente:

	<u>2011</u>	<u>2010</u>
Saldo inicial, neto	1,868,339	1,667,646
Incremento en el periodo	<u>91,234</u>	<u>200,693</u>
Saldo final, neto	<u><b>1,929,573</b></u>	<u><b>1,868,339</b></u>

- (5) **Depreciación:** La depreciación se calcula sobre el costo histórico bajo el método de línea recta. En términos generales se utiliza como base las vidas útiles sugeridas en la normatividad contable vigente y para algunos activos con base en la vida útil probable determinada con criterios técnicos, tales como adiciones o mejoras, avances tecnológicos, políticas de mantenimiento y reparaciones, obsolescencia, exposición física de los bienes u otros factores.

Su detalle al 30 de junio, es el siguiente:

	<u>2011</u>	<u>2010</u>
Plantas, ductos y túneles	(4,632,832)	(4,614,179)
Redes, líneas y cables	(2,682,936)	(2,213,204)
Edificaciones	(754,843)	(714,238)
Equipos de comunicación y computación	(663,273)	(585,363)
Maquinaria y equipo	(402,552)	(395,453)
Equipos de transporte, tracción y elevación	(99,771)	(83,259)
Muebles, enseres y equipo de oficina	(91,159)	(9,125)
Equipo médico y científico	(12,422)	(11,037)
Equipos de comedor, cocina, despensa y hotelería	<u>(704)</u>	<u>(671)</u>
	<u><b>(9,340,491)</b></u>	<u><b>(8,708,653)</b></u>
Exceso fiscal sobre la contable	1,929,573	1,868,339
	<u><b>(7,410,918)</b></u>	<u><b>(6,840,314)</b></u>

El movimiento de la depreciación acumulada de propiedades, planta y equipo durante el año fue el siguiente:

	<u>2011</u>	<u>2010</u>
Saldo inicial	8,708,652	7,842,539
Depreciación del periodo costo	299,018	580,814
Depreciación del periodo gasto	15,033	25,095
Combinación de negocios	320,523	231,283

Depreciación diferida, neta	61,234	200,694
Retiros de propiedad, planta y equipo	<u>(63,969)</u>	<u>(171,771)</u>
	<b><u>9,340,491</u></b>	<b><u>8,708,653</u></b>

Las valorizaciones de la propiedad, planta y equipo a junio de 2011 correspondieron a:

	<u>2011</u>	<u>2010</u>
Terrenos	1,125,571	1,116,909
Edificaciones	1,107,795	1,100,398
Plantas, ductos y túneles	2,233,707	2,233,934
Redes, líneas y cables	2,743,726	2,778,708
Maquinaria y equipo	24,636	23,109
Equipo médico y científico	1,412	1,292
Muebles enseres y equipo de oficina	16,404	16,376
Equipos de comunicación y computación	47,880	45,434
Equipos de transporte, tracción y elevación	35,237	33,340
Equipos de comedor, cocina, despensa y hotelería	<u>12</u>	<u>12</u>
	<b><u>7,336,381</u></b>	<b><u>7,349,511</u></b>

#### **Nota 14. Reserva financiera actuarial**

Al 30 de junio la composición de la reserva financiera actuarial fue:

Obligaciones pensionales (fondos fiduciarios)	<u>2011</u> <u>701,138</u>	<u>2010</u> <u>703,705</u>
---	-------------------------------	-------------------------------

Con el fin de garantizar la cobertura de las obligaciones derivadas de los bonos y cuotas pensionales, así como el pago de las indemnizaciones sustitutivas derivadas de los riesgos regulados por el sistema general de pensiones, EPM, de conformidad con el Decreto N° 810 de 1998, constituyó un patrimonio autónomo con el cual firmó el contrato de fideicomiso No. 090416150 con el Consorcio Pensiones EPM, integrado por Fiducolombia S. A. y la Fiduciaria La Previsora S. A. (Fiduprevisora S.A). Este mandato fiduciario empezó a ser capitalizado en mayo de 2003 y estaba plenamente constituido en 2008 con la transferencia de los fondos a BBVA Fiduciaria S. A.

En 2010 EPM acordó con la Fiduciaria Corficolombiana, mediante contrato de fiducia No. CT-2010-1045, la administración de un patrimonio autónomo, conformado con los recursos que destinará EPM para el pago quincenal de las mesadas pensionales tanto de EPM como de las derivadas de la conmutación pensional de EADE. El monto por el cual se constituyó el patrimonio fue de \$322,000, con esta cifra más los rendimientos que se espera obtener del mismo, se logrará cubrir al año 2056 el total de las mesadas pensionales, de acuerdo con el estudio del cálculo actuarial.

El fondo se proyecta de manera que se extinga al momento del pago de la última pensión a cargo de EPM (año 2056). Con la constitución de este patrimonio se garantiza a futuro la disponibilidad de recursos para atender el pago del pasivo pensional de pensiones de la empresa y se independiza el manejo financiero de los mismos.



**Nota 15. Otros activos**

Al 30 de junio la composición de Otros activos era:

	<u>2011</u>	<u>2010</u>
Impuesto Diferido (1)	220,309	201,639
Cargos diferidos (2)	160,091	145,609
Activos en poder de terceros (3)	134,966	136,733
Derechos en fideicomiso	123,936	128,043
Mejoras en propiedad ajena (4)	118,382	49,946
Activos adquiridos mediante leasing financiero	3,799	3,799
Otros	<u>112</u>	<u>318</u>
	761,595	666,088
Depreciación acumulada de los activos adquiridos mediante leasing financiero	<u>(3,128)</u>	<u>(3,022)</u>
	<u><b>758,466</b></u>	<u><b>663,065</b></u>

- (1) Incluye impuesto diferido por \$10,675 a junio 30, proveniente de las compañías adquiridas en El Salvador y Panamá.
- (2) Los cargos diferidos incluyen estudios y proyectos por un importe de \$24,671 y \$35,171 correspondientes a estudios de viabilidad para proyectos de inversión en la Planta de Tratamiento de Aguas Residuales del Norte y de Porce 4, respectivamente.
- (3) Incluye también la prima pagada a la Nación por valor de \$8,245 (2010 - \$8,904) correspondiente al contrato de estabilidad jurídica para la actividad de generación de energía de EPM. Se suscribió a un plazo de veinte años y su valor fue equivalente al 0.5% del valor de las inversiones realizadas en período improductivo y el 1% en la etapa de operación. El monto inicial ascendió a \$9,894.
- (4) El aumento en la cuenta Mejoras en Propiedad Ajena se debe a la activación de las obras en las vías utilizadas en la construcción de Porce 3, las cuales ascendieron a \$59,343.

**Nota 16. Intangibles, neto**

Al 30 de junio la composición de los intangibles era la siguiente:

	<u>2,011</u>	<u>2,010</u>
Goodwill (1)	1,248,931	890,644
Software	381,210	366,358
Licencias	392,983	362,940
Derechos	45,001	45,001
Otros	<u>22,321</u>	<u>21,816</u>
	2,090,446	1,686,759
Amortización acumulada (2)	<u>(841,428)</u>	<u>(765,583)</u>
	<u><b>1,249,018</b></u>	<u><b>921,176</b></u>

(1) El goodwill Al 30 de junio es el siguiente:

<u>Concepto</u>	<u>2011</u>		
	<u>Costo</u>	<u>Amortización</u>	<u>Valor Neto</u>
Distribución Eléctrica Centroamericana DOS (II) S.A.	336,141	(5,897)	330,244
EPM Ituango	177,678	-	-
Panama Distribution Group	135,737	(865)	134,871
Emtelsa S.A. E.S.P. (*)	93,829	(29,234)	64,595
Promisión S.A. E.S.P. (*)	85,513	(10,333)	75,180
Empresa de Telecomunicaciones de Pereira S.A. E.S.P.	79,081	(79,081)	-
EdateL S.A. E.S.P.	68,786	(43,555)	25,231
Costavisión S.A. E.S.P. (*)	65,453	(7,910)	57,543
Orbitel S.A. E.S.P.	55,869	(20,109)	35,760
Del Sur	44,871	-	44,871
Empresa de Energía del Quindío S.A. E.S.P. "EDEQ"	23,923	(11,611)	12,312
Emtelco S.A.	20,929	(19,997)	932
Generadores Hidroeléctricos S.A. "Genhidro"	20,853	(274)	20,579
Gestión de Empresas Eléctricas S.A.	17,678	(233)	17,445
EPM Bogotá S.A. E.S.P.	6,409	(6,140)	269
EPM Televisión S.A. E.S.P.	9,552	(9,552)	-
Hidroecológica del Teribe S.A. (*)	6,032	-	6,032
Central Hidroeléctrica de Caldas S.A. E.S.P. "CHEC"	596	(286)	310
Otros (*)	-	-	-
	<b><u>1,248,930</u></b>	<b><u>(245,078)</u></b>	<b><u>826,174</u></b>

<u>Concepto</u>	<u>2010</u>		
	<u>Costo</u>	<u>Amortización</u>	<u>Valor Neto</u>
Distribución Eléctrica Centroamericana DOS (II) S. A.	336,141	(1,475)	334,666
Emtelsa S. A. E.S.P. (*)	93,829	(27,208)	66,621
Promisión S. A. E.S.P. (*)	85,513	(8,195)	77,318
Empresa de Telecomunicaciones de Pereira S. A. E.S.P.	79,081	(79,081)	-
EdateL S. A. E.S.P.	68,786	(41,258)	27,528
Costavisión S. A. E.S.P. (*)	65,453	(6,273)	59,180
Orbitel S. A. E.S.P.	55,869	(18,956)	36,913
Empresa de Energía del Quindío S. A. E.S.P. "EDEQ"	23,923	(9,209)	14,714
Emtelco S. A.	20,929	(19,967)	962
Generadores Hidroeléctricos S. A. "Genhidro"	20,853	-	20,853
Gestión de Empresas Eléctricas S. A.	17,678	-	17,678
EPM Bogotá S. A. E.S.P.	6,409	(5,820)	589
EPM Televisión S. A. E.S.P.	9,552	(9,552)	-
Hidroecológica del Teribe S. A.	6,032	-	6,032
Central Hidroeléctrica de Caldas S. A. E.S.P. "CHEC"	596	(236)	360
	<b><u>890,644</u></b>	<b><u>(227,230)</u></b>	<b><u>663,414</u></b>

(\*) De acuerdo con un concepto de la CGN, proferido en diciembre de 2007, el *goodwill* generado por el mayor precio pagado por un valor representativo de capital con relación a su valor intrínseco, sólo 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.

(1) El movimiento de la amortización acumulada de los activos intangibles fue la siguiente:

	<u>2011</u>	<u>2010</u>
Saldo inicial	765,583	680,796
Amortización del año	65,292	118,615
Retiro de intangibles	-	(7,563)
Combinación de negocios	19,468	-
Reclasificaciones a cargos diferidos	<u>(8,915)</u>	<u>(26,265)</u>
Saldo final	<u><b>841,428</b></u>	<u><b>765,583</b></u>

**Nota 17. Valorizaciones**

	<u>2011</u>	<u>2010</u>
Propiedad, planta y equipo (1)	7,406,844	7,418,663
Inversiones	<u>1,928,205</u>	<u>2,152,989</u>
Valorización de activos	9,335,049	9,571,652
Menos: valorización de activos relacionados con participaciones minoritarias	<u>(1,290,801)</u>	<u>(1,290,801)</u>
Superávit por valorización de activos	<u><b>8,044,248</b></u>	<u><b>8,280,851</b></u>

(1) Durante el año 2010 se realizó inventario físico, conciliación y valoración de los siguientes grupos de activos:

- \* Distribución eléctrica: red secundaria de energía mercado metropolitano, equipos de protección y maniobra y Centro Local de Distribución.
- \* Gas: redes de gas (acero y polietileno) y Centro de Control.
- \* Aguas: obra civil de tanques de almacenamiento de agua cruda y potable y vías.
- \* Edificios: nivel Institucional.
- \* Terrenos: nivel Institucional y Generación energía.
- \* Transporte: vehículos.

La metodología empleada para la valoración de las redes, líneas y cables del negocio de Distribución Energía consistió en obtener para cada circuito el valor de reposición a nuevo, tomando como referencia los costos por kilómetro construido de acuerdo con las Unidades Constructivas (UC) de la Comisión de Regulación Energía y Gas "CREG"; a este valor se le aplicaron factores de demérito y obsolescencia determinados con base en las condiciones de mantenimiento del activo, el estado general del mismo y las condiciones operativas a las cuales éste se encuentra sometido.

La valoración de la obra civil de los tanques de acueducto se calculó por el método de costo de reposición a nuevo. El valor comercial de los tanques se obtuvo descontando del costo de reposición a nuevo los deméritos por antigüedad y por estado de conservación, ya que no hay lugar para un demérito por obsolescencia funcional o de diseño. Para el cálculo del demérito se empleó la metodología de Fitto y Corvini, la cual permite determinar el castigo por demérito en función de la antigüedad y del estado de conservación del bien.

Por otra parte, se utilizó el método comparativo o de mercado, para determinar el avalúo de los bienes inmuebles localizados en el Área Metropolitana y el Oriente cercano de Antioquia, el cual consiste en determinar el valor de un inmueble con base en información obtenida de transacciones reales, en ofertas y demandas conocidas y veraces.

El avalúo de los inmuebles ubicados en el área rural, para los que no se tienen referentes de mercado, se hizo con base en la resolución de avalúo catastral que profiere la División de Catastro Departamental de Antioquia para cada municipio.

El avalúo de los vehículos y equipos especiales de EPM se hizo con el valor comercial de la guía de valores comerciales de la Federación de Aseguradores Colombianos, "Fasecolda", al mes de noviembre de 2010.

Los estudios de valorización se realizaron por técnicos expertos vinculados a EPM y sus filiales.

**Nota 18. Obligaciones Financieras**

Al 30 de junio de 2011 y diciembre de 2010 las obligaciones financieras comprendían lo siguiente:

	<u>2011</u>	<u>2010</u>
Operaciones de endeudamiento externo (1)	4,112,869	3,152,177
Operaciones de Endeudamiento interno (2)	<u>2,594,552</u>	<u>2,817,566</u>
	<u>6,707,421</u>	<u>5,969,743</u>
Menos: Porción no corriente	6,132,269	5,229,793
Porción corriente	<u><b>575,152</b></u>	<u><b>739,950</b></u>

(1) Operaciones de Endeudamiento Externo

	2011				2010			
	Tasa de Interés	Moneda Original	Saldo Moneda Original	Equivalente en Pesos	Tasa de Interés	Moneda Original	Saldo Moneda Original	Equivalente en Pesos
Bonos EPM *	7.625%	USD	500	890,080	7.625%	USD	500	956,990
Bonos EPM**	8.375%	COP	1,250,000	1,250,000				
Bank of Tokyo y BBVA Tokyo	Libor + 0,95%	USD	200	356,032	Libor + 0,95%	USD	200	382,796
BID 1664	Libor + 1.05%	USD	199	354,430	Libor + 1.05%	USD	199	381,073
Sindicado JPMorgan (UNE)	Libor + 1,75%	USD	117	207,685	Libor + 1,75%	USD	140	267,957
Bank of America					Libor + 1.35%	USD	125	239,248
BID 792	Libor + 1.43%	USD	101	180,380	Libor + 1.43%	USD	116	221,646
Bonos (ENSA)	7.6%	USD	100	178,016				
Banco de Bogotá					Libor + 1.20%	USD	100	191,398
Citibank (EEGSA)	8.25%	USD	97	173,094	8.25%	USD	100	191,398
BID 800	Libor + 1.43%	USD	69	122,511	Libor + 1.43%	USD	73	139,469
Banco Industrial (EEGSA)	Tasa activa - 5.30%	GTQ	232	53,243	Tasa activa - 5.30%	GTQ	232	55,507
Banco G&T Continental (EEGSA)	Tasa activa - 5.50%	GTQ	232	53,243	Tasa activa - 5.50%	GTQ	232	55,507
Banco Industrial (DECA II)	4.90%	USD	25	44,504				
Bonos Del Sur	Min 5% - Max 8%	USD	21	37,383				
Otros	Libor + 0.4% a 4%, Fija de 7% a 9%	USD	2	3,965	Libor +1.25% a 2%, Fija 9.46% a 10.28%	USD	14	27,334
Otros Deca II	Tasa fija de 3.50% a 9.15%	USD	47	82,889				
Otros EEGSA	Tasa Activa - 5.30% y 5.80%	GTQ	114	26,072	Activa - 5.30% a 5.80%	GTQ	118	28,136
Otros Del Sur	Min 4.5% - Max 6.5%, Fija 6.50%	USD	36	63,740	9%	USD	7	13,719
Otros Ensa	Libor + 2.375%	USD	20	35,603				
<b>TOTAL</b>				<b>4,112,869</b>				<b>3,152,177</b>

\* Bonos sin garantía emitidos en julio de 2009, listados en la bolsa de Luxembourg 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.

\*\* Bonos globales en pesos sin garantía, emitidos en enero de 2011, listados en la bolsa de Luxembourg Euro MTF, colocados en los mercados de Estados Unidos, Europa, Asia y Latinoamérica, con vencimiento en enero de 2021. Cuentan con calificación grado de inversión otorgada por Fitch Ratings y Moody´s.

(2) Operaciones de Endeudamiento Interno

	2011		2010	
	Tasa de Interés	Pesos (Millones)	Tasa de Interés	Pesos (Millones)
Bonos EPM *	DTF + 1.49% a 2.59%, IPC + 3.25% a 7.12%, Fija 10.80% a 13.80%	1,500,000	DTF + 1.49% a 2.59%, IPC + 3.25% a 7.12%, Fija 10.80% a 13.80%	1,500,000
Bonos UNE **	IPC + 3.99% a 5.10%	300,000	IPC + 3.99% a 8.5%	300,000
Davivienda (Club Deal)	DTF + 3.4%	270,000	DTF + 3.4%	270,000
BBVA (Club Deal)	DTF + 3.4%	180,000	DTF + 3.4%	180,000
Bonos EPM Bogotá***	IPC + 7.25% a 7.75%	120,000	IPC + 7.25% a 7.75%	120,000
Bancolombia	DTF + 3.3%	0	DTF + 3.3%	100,000
Banco Santander (Club Deal)	DTF + 3.4%	72,000	DTF + 3.4%	72,000
Banco Santander	DTF + 3.3%	50,000	DTF + 3.3%	50,000
Banco de Bogotá			DTF + 3.3%	48,000
Banco Santander	DTF + 3.22%	0	DTF + 3.22%	40,000
Helm Bank (Club Deal)	DTF + 3.4%	35,000	DTF + 3.4%	35,000
Otros	DTF + 1.98% a 3.35%, Fija 4.5% a 12.0%	67,552	DTF + 1.98% a 3.35%, Fija 4.55% a 6.5%	102,566
<b>TOTAL</b>		<b>2,594,552</b>		<b>2,817,566</b>

\* 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.

\*\* La subasta de estos bonos, que no tienen garantía se llevó a cabo en marzo 12 de 2010, con vencimiento en el 2015 y el 2020.

\*\*\* Bonos emitidos en agosto 14 de 2002, cuyo saldo al 31 de diciembre de 2010 vence el 14 de agosto de 2012. Tiene garantía de pago por medio de un crédito contingente de sus accionistas.

**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 EM no debe exceder 1,5 veces sus activos.

**3. 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

**4. 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 junio de 2011, el Grupo EPM estaba en el cumplimiento de estos pactos.

**Nota 19. Operaciones de Cobertura**

Los derivados destinados a operaciones de cobertura de crédito al 30 de junio de 2011 y Diciembre de 2010 fueron los siguientes:

	Junio 2011		
	Derechos contractuales	Obligaciones contractuales	Neto
Corto Plazo	135,226	(135,937)	19,288
2012	127,579	(259,678)	(132,099)
2013	180,391	(254,893)	(74,502)
2014	93,438	(133,940)	(40,501)
2015 en adelante	<u>97,371</u>	<u>(141,029)</u>	<u>(43,658)</u>
Largo plazo	<u>498,779</u>	<u>(789,539)</u>	<u>(290,760)</u>
	<b><u>634,005</u></b>	<b><u>(905,476)</u></b>	<b><u>(271,472)</u></b>
	Diciembre 2010		
	Derechos contractuales	Obligaciones contractuales	Neto
2011 Corto plazo	169,854	(232,778)	(62,925)
2012	197,779	(259,678)	(61,899)
2013	193,951	(254,893)	(60,941)
2014	100,463	(133,940)	(33,477)
2015 en adelante	<u>104,691</u>	<u>(141,029)</u>	<u>(36,338)</u>
Largo plazo	<u>596,884</u>	<u>(789,539)</u>	<u>(192,655)</u>
	<b><u>766,737</u></b>	<b><u>(1,022,318)</u></b>	<b><u>(255,580)</u></b>

**Nota 20. Cuentas por pagar**

Al 30 de junio la composición de las cuentas por pagar fue:

	<u>2011</u>	<u>2010</u>
Proveedores nacionales	676,983	533,744
Proveedores extranjeros	378,155	188,141
Cuentas por pagar	246,185	285,936
Excedentes financieros (1)	172,654	847,500
Intereses	136,718	87,789
Depósitos recibidos en administración	100,383	95,348
Otros	56,446	51,844
Retención en la fuente e impuesto de timbre	30,456	28,529
Subsidios asignados	6,996	8,902
	<b><u>1,804,976</u></b>	<b><u>2,127,732</u></b>
Menos: porción corriente	<u>1,567,000</u>	<u>1,900,120</u>
Porción no corriente	<u><u>237,976</u></u>	<u><u>227,612</u></u>

- (1) El Plan de Desarrollo del Municipio de Medellín 2008-2011 contempló excedentes extraordinarios por \$750,000, distribuidos anualmente en \$187,500, los cuales son autorizados cada año por el Concejo de Medellín.

El Acuerdo 68 de 2009 aprobó el Presupuesto General del Municipio de Medellín 2010, a la vez que dispuso el pago de los excedentes extraordinarios para el periodo 2010 por \$187,500 (los contemplados en el Plan de Desarrollo) y unos excedentes adicionales por \$150,000 para los Proyectos Urbanos Integrales -PUI-.

El Acuerdo No. 70 de 2010 aprobó el Presupuesto General del Municipio de Medellín 2011, a la vez que dispuso el pago de los excedentes extraordinarios para el período 2011 por \$510,000 (los contemplados en el Plan de Desarrollo).

El Acuerdo No. 53 de 2010 aprobó excedentes adicionales para el programa de "créditos condonables para matrículas y sostenimiento en educación superior de jóvenes de estratos 1,2 y 3" por \$150,000, pagaderos en cuotas de \$50,000 para los periodos 2011, 2012, 2013.

**Nota 21. Impuestos, gravámenes y tasas**

Al 30 de junio la composición de los impuestos, gravámenes y tasas fue:

	<u>2011</u>	<u>2010</u>
Impuesto diferido	743,381	696,270
Impuesto sobre la renta	9,156	112,119
Impuestos, contribuciones y tasas por pagar	144,208	77,215
Otros impuestos, gravámenes y tasas	347,081	34,804
Impuesto de industria y comercio	52,568	34,531
Impuesto al Valor Agregado (IVA)	32,216	23,487
	<u>1,328,611</u>	<u>978,425</u>
Menos: Porción corriente	<u>517,756</u>	<u>247,624</u>
Porción no corriente (1)	<u><b>810,855</b></u>	<u><b>730,801</b></u>



## 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% , el 31% y el 5% para las filiales de Guatemala, el 25% para las filiales de El Salvador y el 30% para las filiales de Panamá.
- b. Las empresas de servicios públicos domiciliarios no están sujetas al sistema de renta presuntiva que se determina con base en el patrimonio líquido fiscal del año inmediatamente anterior.
- c. Durante 2010 EPM presentó operaciones con su vinculada Hidroecológica del Teribe 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 estudio de precios de transferencia y declaración informativa individual. A su vez EPM deberá presentar la declaración informativa consolidada de precios de transferencia en julio de 2010.
- d. El Grupo EPM utiliza la 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 en ocasión al contrato de estabilidad jurídica, pacto con el Gobierno Nacional en el año 2008. Así mismo y de conformidad con las provisiones legales, los activos fijos sujetos a esta deducción deben ser depreciados usando el método de línea recta para efectos fiscales. Si tales activos 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 Junio se muestra a continuación:

	<u>2011</u>	<u>2010</u>
<b>Ganancia antes de provisión para impuesto sobre la renta</b>	<b><u>1,320,532</u></b>	<b><u>1,002,713</u></b>
<b>Más</b>		
<b>Partidas que incrementan la renta</b>		
Gasto no deducible por Impuesto al Patrimonio	7,690	67,931
Otros gastos no deducibles	145,707	76,984
Aumento de provisiones no deducibles	216,285	37,234
Costos y gastos de ejercicios anteriores	990	8,484
<b>Total partidas que aumentan la renta líquida gravable</b>	<b><u>370,673</u></b>	<b><u>190,632</u></b>
<b>Partidas que disminuyen la renta</b>		
<b>Menos</b>		
Deducción especial del 40% de inversión en el año	35,595	201,006
Exceso depreciación propiedades, planta y equipo (*)	151,112	134,168
Otras deducciones		4,807
Ingresos no gravados y otras deducciones	46,747	-
Ingresos no constitutivos de renta -Dividendos-	33,964	103,809
Ingresos no gravados	19,958	1,738
Utilización de provisiones	27	4,278
Costos y gastos de ejercicios anteriores	8,745	-
<b>Total partidas que disminuyen la renta líquida</b>	<b><u>296,148</u></b>	<b><u>449,806</u></b>
Renta líquida	1,395,057	743,540
Renta exenta	18,062	9,627
<b>Renta líquida gravable</b>	<b><u>1,376,995</u></b>	<b><u>733,913</u></b>

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

	2011							Total
	Matriz y filiales nacionales Tarifa 33%	Tarifa 15% zona franca Orbitel	Tarifa 31% Guatemala	Tarifa 25% El Salvador	Tarifa 30% Panamá	Tarifa 5% GenHidro	Tarifa 5% Guatemala	
<b>Renta líquida</b>	<b>1,023,555</b>	<b>1,953</b>	<b>58,955</b>	<b>84,012</b>	<b>46,033</b>	<b>4,540</b>	<b>157,947</b>	<b>1,376,995</b>
<b>Tarifa de renta</b>	<b>33%</b>	<b>15%</b>	<b>31%</b>	<b>25%</b>	<b>30%</b>	<b>5%</b>	<b>5%</b>	
Provisión para impuesto sobre la renta corriente antes de descuentos	337,773	293	18,276	21,003	13,810	227	7,897	399,279
Descuentos Tributarios -acueducto y alcantarillado/ Rte fte Exterior Het y Deca	72	-	-	-	-	-	-	72
<b>Provisión para impuesto sobre la renta corriente</b>	<b>337,701</b>	<b>293</b>	<b>18,276</b>	<b>21,003</b>	<b>13,810</b>	<b>227</b>	<b>7,897</b>	<b>399,207</b>
Renta por ganancias de capital			10				3	13
Cargo a resultados neto por impuesto diferido	(9,235)	-	4,778	(17,790)	(13)	-	(6,183)	(28,443)
<b>Provisión impuesto sobre la renta a Resultados</b>	<b>328,466</b>	<b>293</b>	<b>23,064</b>	<b>3,213</b>	<b>13,797</b>	<b>227</b>	<b>1,717</b>	<b>370,777</b>

El detalle de la liquidación de la provisión para impuesto sobre la renta en el año 2010 es el siguiente:

Renta líquida	733,913
Tarifa de renta	33%
Provisión para impuesto sobre la renta corriente antes de descuentos	242,191
Descuentos tributarios - acueducto y alcantarillado (**)	3,527
<b>Provisión para impuesto sobre la renta corriente</b>	<b>238,664</b>
Cargo a resultados neto por impuesto diferido	17,021
<b>Provisión impuesto sobre la renta a resultados</b>	<b>255,685</b>

(\*) 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:

	2011	2010
Saldo inicial del impuesto diferido activo	201,639	131,037
Saldo inicial del impuesto diferido pasivo	(696,270)	(577,016)
	<b>(494,631)</b>	<b>(445,979)</b>
Impuesto diferido por combinación de negocios	-	36,983
Cargo a resultados neto por impuesto diferido	(28,441)	(85,635)
Saldo final del impuesto diferido activo	220,309	201,639
Saldo final del impuesto diferido pasivo	(743,381)	(696,270)
	<b>(529,591)</b>	<b>(494,631)</b>

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

	<u>2011</u>	<u>2010</u>
<b>Patrimonio contable</b>	<b><u>18,854,361</u></b>	<b><u>18,375,359</u></b>
Menos		
Valorización de activos	(9,335,049)	(9,571,653)
Ajustes por inflación, depreciación y amortización Fiscal	(3,186,577)	(3,110,328)
Exceso de depreciación fiscal	(2,425,585)	(2,350,722)
Corrección Monetaria diferida crédito - neta	(101,106)	(107,519)
Impuesto diferido - activo	(220,309)	(201,639)
	<u>(15,432,951)</u>	<u>(15,268,127)</u>
Más		
Ajustes por inflación fiscal como costo	4,278,731	4,465,625
Impuesto diferido - pasivo	743,381	696,270
Cálculo actuarial	214,517	255,895
Provisiones y contingencias	53,759	299,419
Provisión propiedad, planta y equipo	73,326	71,028
Provisión deudas	222,899	146,192
Provisión inversiones	101,084	101,075
	<u>5,687,697</u>	<u>6,035,504</u>
<b>Patrimonio líquido_fiscal</b>	<b><u>9,109,106</u></b>	<b><u>9,142,736</u></b>

Las declaraciones del impuesto sobre la renta del Grupo EPM para los años 2010 y 2011 están sujetas a revisión por parte de las autoridades fiscales dentro de los dos años siguientes a su presentación. 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.

## **Nota 22. Obligaciones laborales**

Al 30 de junio la composición de las obligaciones laborales fue:

	<u>2011</u>	<u>2010</u>
Cesantías	63,852	73,413
Otros beneficios	43,791	9,467
Prima de Vacaciones	30,875	24,537
Prima de antigüedad (1)	30,646	29,762
Vacaciones	21,819	16,378
Intereses a las cesantías	<u>3,801</u>	<u>8,314</u>
	194,785	161,872
menos: porción no corriente	<u>42,100</u>	<u>32,010</u>
Porción corriente	<u><u>152,685</u></u>	<u><u>129,862</u></u>

- (1) Corresponde a la estimación, a valor presente del pago futuro por concepto de prima de antigüedad en EPM, hecho económico que se incorporó en el año 2009. Los trabajadores oficiales tienen derecho a esta prima por cumplir 5, 10, 15, 20, 25, 30, 35, 40 y 45 años de servicio en la empresa, continuo o discontinuo. Al trabajador se le pagan 12, 17, 23, 30, 35 y 40 días de salario básico, respectivamente.

**Nota 23. Pasivos estimados**

Al 30 de junio la composición de los pasivos estimados fue:

	<u>2011</u>	<u>2010</u>
Provisión para contingencias (1)	162,173	134,965
Provisiones diversas	<u>107,008</u>	<u>114,294</u>
	269,181	249,259
Menos: Porción corriente	<u>0</u>	<u>8,503</u>
Porción no corriente	<u><b>269,181</b></u>	<u><b>240,757</b></u>

(1) Corresponde a la provisión para litigios y obligaciones probables en la matriz y sus filiales.

**Nota 24. Otros pasivos**

Al 30 de junio la composición de Otros pasivos fue:

	<u>2011</u>	<u>2010</u>
Ingresos recibidos por anticipado (1)	85,163	63,618
Ventas por cuenta de terceros	24,045	10,684
Otros	21,496	10,615
Impuestos – Estampillas y contribuciones	15,537	17,166
Recaudo para terceros - Tasa de aseo	11,418	9,830
Alumbrado Publico	9,708	11,920
Recaudo para terceros - Telecomunicaciones larga distancia	8,527	6,504
Recaudo para terceros - Directorios telefónicos	<u>2,725</u>	<u>10,535</u>
	<u><b>178,618</b></u>	<u><b>140,872</b></u>

**Nota 25. Pasivo pensional**

El siguiente es un análisis de las obligaciones pensionales:

	<u>Cálculo actuarial</u>	<u>Saldo por amortizar</u>	<u>Pasivo Neto</u>
Saldo al 31 de diciembre de 2009	1,217,995	(73,604)	1,144,391
Ajuste por cálculo actuarial	231,787	(231,787)	-
Valores pagados por pasivo pensional	(96,962)	-	(96,962)
Cargo a resultados – amortización	<u>-</u>	<u>214,686</u>	<u>214,686</u>
Saldo al 31 de diciembre de 2010	<u><b>1,352,820</b></u>	<u><b>(90,705)</b></u>	<u><b>1,262,115</b></u>
Ajuste por cálculo actuarial	116,714	(116,714)	-
Valores pagados por pasivo pensional	(40,411)	-	(40,411)
Cargo a resultados amortización	<u>-</u>	<u>85,830</u>	<u>85,830</u>
Saldo Al 30 de junio de 2011	<u><b>1,429,123</b></u>	<u><b>(121,589)</b></u>	<u><b>1,307,534</b></u>

El pasivo pensional al 30 de junio, incluía lo siguiente:

	<u>2011</u>	<u>2010</u>
Cálculo actuarial - primas de pensiones (1)	796,859	770,996
Cálculo actuarial de pensiones (2)	412,576	394,945
Obligaciones pensionales (3)	64,578	64,579
Bonos (3)	32,466	30,540
Otros bonos y títulos emitidos	<u>1,055</u>	<u>1,055</u>
	<b><u>1,307,534</u></b>	<b><u>1,262,115</u></b>

- (1) Corresponde al cálculo actuarial de las primas de pensión, de conformidad con la regulación legal, tomando las primas como la base en la fecha de corte.
- (2) Saldo actuarial del pasivo en materia de pensiones de acuerdo con los parámetros establecidos en el Decreto N° 2783 de 2001.
- (3) Corresponde al pasivo pensional de EADE conmutado cuando EPM lo adquirió el 30 de junio de 2007.

## Nota 26. Patrimonio

**Capital:** EPM es una Empresa Industrial y Comercial del Estado cuyo único propietario es el Municipio de Medellín. Su capital no está dividido en acciones.

**Utilidades retenidas:** desde su creación EPM transfiere al Municipio de Medellín, bajo la figura de aportes, parte de su aumento de capital.

En cumplimiento del Acuerdo Municipal No.12 de 1998, del Concejo de Medellín, por medio del cual se adoptaron los Estatutos de la Empresa Industrial y Comercial EPM, Artículo 5º, la base de liquidación de los excedentes financieros que se transfieren al Municipio de Medellín es la utilidad, menos impuestos. Con esta base, el 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 No. 69 de 1997, "Por medio del cual se transforma EPM y se dictan otras disposiciones", en su Artículo 13, acuerda: "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 destinarán por éste exclusivamente a inversión social y al pago del alumbrado".

De las utilidades de ejercicios anteriores, anualmente EPM entrega una parte de las mismas a su dueño, el Municipio de Medellín. Para el efecto, cada vigencia la Administración Municipal incorpora al Presupuesto General del Municipio de Medellín excedentes financieros ordinarios o extraordinarios, según lo estime el mismo ente local.

Durante los últimos años los excedentes financieros decretados y causados a favor del Municipio de Medellín, con cargo a las utilidades acumuladas de períodos anteriores de EPM, fueron:

Año	Excedentes		Total excedentes decretados
	Ordinario	Extraordinario	
2009	399,519	525,000	924,519
2010	509,343	847,500	1,356,843

**Nota 27. Cuentas de orden**

Al 30 de junio la composición de las cuentas de orden fue:

	<u>2011</u>	<u>2010</u>
Derechos contingentes (1)	11,614	11,614
Deudoras fiscales (2)	7,026,538	7,291,357
Cuentas deudoras de control (3)	718,023	730,643
Litigios y demandas (4)	<u>146,056</u>	<u>154,330</u>
	<u>7,902,232</u>	<u>8,187,943</u>
Litigios y demandas (5)	730,903	1,020,181
Pasivos Contingentes (6)	238,962	255,401
Acreedoras fiscales (2)	4,666,743	4,217,375
Cuentas Acreedoras de control (7)	<u>216,849</u>	<u>204,846</u>
	<u>5,853,457</u>	<u>5,697,803</u>
	<u><b>13,755,689</b></u>	<u><b>13,885,747</b></u>

- (1) Por este concepto se registran tanto el derecho como la obligación generados en la realización de operaciones de cobertura con opciones principalmente a través de "collares cero costo", los cuales consisten en la combinación de una posición compradora en opciones call y una posición vendedora en opciones put cuyos precios de ejercicio se determinan de tal forma que la operación sea cero costo. Dependiendo del tipo de opciones negociadas se llamarán "Collar cero costo" o "Knock in collar cero costo".
- (2) Las cuentas de orden deudoras y acreedoras 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) Registran las operaciones que el Grupo EPM tiene con terceros o para el control interno, sin que su naturaleza afecte a su situación financiera. Estas cuentas incluyen los activos totalmente amortizados, los inventarios obsoletos y otros. Corresponde a los derechos a favor de la empresa.

Incluye el 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 periodos 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.

- (4) Corresponde a las acciones judiciales de tipo administrativo en favor de la empresa, y calificadas como probables, entre las cuales se destacan las siguientes:

**Empresas Públicas de Medellín E.S.P.**

- Proceso contra el Metro de Medellín por \$1,794 (2009 - \$2,230), donde se solicita el pago de los valores facturados por el uso del sistema de distribución. Se encuentra en proceso de conciliación.
- Proceso contra el Municipio de Envigado, Optima S. A. y Poblado Club Campestre por \$2,614, donde se solicita la reparación directa por los perjuicios ocasionados en el colector que transporta el agua residual de la cuenca sanitaria de la quebrada la Honda.

- (5) Para septiembre de 2010, entre los procesos judiciales, de naturaleza civil y laboral que se surten contra el Grupo EPM, y calificados como eventuales o remotos, se pueden destacar las siguientes:

### **Empresas Públicas de Medellín E.S.P.**

#### **Civiles**

- La sociedad Alos Transportadores Ltda., solicita que se ordene a EPM habilitar y clasificar al demandante dentro del proceso de contratación PC-2009-0480 para la prestación del servicio de transporte de personas. El valor de la pretensión es \$19,952 (2010 - \$19,952).
- Consorcio Dragados Porce II solicitó que se declare la nulidad de la compensación del Acta No. 4 del 7 de noviembre de 2000, e incumplimiento del contrato N° 3105728. La pretensión es de \$14,440 (2010 - \$14,440).
- Vigilantes Marítima Comercial Limitada, Vimarco, solicitó que se declare la nulidad del Acta del Comité de Gestión del 29 de abril de 2003, que acepta la contratación por invitación a realizar ofertas N° 008.013 y su finalidad es la prestación de servicios fijos, móviles, de escoltas y de vigilancia canina. El importe de esta pretensión es de \$13,349 (2010 - \$13,349).
- Unión Temporal General Electric Company-ParsonGroup International Ltda, solicitan nulidad de las Resoluciones No. 263603 de agosto de 2002 y No. 280201 de noviembre de 2002. Valor de la pretensión US\$5 millones, **\$8,916 (2010 - \$9,586)**.
- Enviro Gas System de Colombia Ltda., solicitó que se declare responsable a EPM por los perjuicios generados por la comunicación M-4287 de marzo de 2003, de Planeación del Municipio de Medellín, ya que hizo imposible la continuación de la construcción de una estación de gas y de gasolina. Valor de la pretensión \$9,000 (2010 - \$9,000).
- Industrias Lehner S. A. solicitó declaración de nulidad de las Resoluciones N° 87189 de fecha 21 de julio 1988 y No. 89926 de fecha 25 de septiembre 1998 a través de las cuales se liquidó unilateralmente el contrato SCN-3225-E, negando la solicitud de reconocimiento presentada por el contratista y la imposición de sanciones que no estén autorizadas por la Ley. El importe de estas pretensiones es de \$6,156 (2010 - \$6,156).
- CONINSA S. A. - Constructores y Comercio Camargo Correa S. A. demandó a EPM por incumplimiento en el contrato No. 2/DJ-2183/43 y convenios adicionales por el no pago de los perjuicios sufridos por el Consorcio Contratista. Valor de la pretensión \$5,155 (2010 - \$5,155).

- (6) Los pasivos contingentes incluyen lo siguiente:

- Por este concepto se registran tanto el derecho como la obligación generados en la realización de operaciones de cobertura con opciones principalmente a través de collares cero costo, los cuales consisten en la combinación de una posición compradora en opciones call y una posición vendedora en opciones put cuyos precios de ejercicio se determinan de tal forma que la operación sea cero costo. Dependiendo del tipo de opciones negociadas se llamarán "Collar cero costo" o "Knock in collar cero costo".

Avales para respaldar deudas de las filiales Colombia Móvil S.A.:

<u>Entidad</u>	<u>Concepto</u>	<u>2010</u>	<u>2009</u>	<u>Vencimiento</u>
BBVA Colombia	Colombia Móvil S. A.	18,052	30,096	2012

- Contragarantía 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.
  - Incluye el aval sobre créditos otorgados a Colombia Móvil S. A. E.S.P.
- (7) Este rubro está conformado principalmente por los bienes recibidos de terceros los cuales corresponden a redes de acueducto y alcantarillado recibidas de urbanizadores y constructores para la operación y el mantenimiento de EPM, los Más-Cerca recibidos del Municipio de Medellín ubicados en diferentes sectores de la ciudad para la atención a los clientes y los electrodomésticos que se exhiben al público para promocionar el uso del gas natural domiciliario. Adicionalmente, están registrados otros terrenos urbanos con y sin edificación.

Incluye el Leasing Operativo del edificio de Los Balsos (EPM Telecomunicaciones), así como los intereses y la opción de compra.

#### **Nota 28. Ingresos netos**

Los ingresos operacionales netos a junio 30 de 2011 y 2010 incluyeron:

	<u>2011</u>	<u>2010</u>
Servicios de Energía	3,929,783	2,503,058
Servicios de Telecomunicaciones	859,455	835,301
Servicios de Gas	172,045	145,707
Servicios de Saneamiento básico	165,003	157,817
Servicios de Acueducto	147,941	145,851
Servicios de Comunicaciones	113,572	97,606
Otros servicios	80,051	58,439
Bienes comercializados	36,037	39,918
Asistencia técnica	27,654	106,791
Servicios de Tecnología de información	4,974	4,354
	<u><b>5,536,515</b></u>	<u><b>4,094,842</b></u>

#### **Nota 29. Costo de ventas**

Los costos de la prestación del servicio a junio 30 de 2011 y 2010, fueron los siguientes:

	<u>2011</u>	<u>2010</u>
Servicios públicos	3,228,997	2,240,649
Bienes comercializados	29,466	34,928
	<u><b>3,258,464</b></u>	<u><b>2,275,576</b></u>



**Nota 30. Depreciaciones, provisiones y amortizaciones**

Las provisiones, depreciaciones y amortizaciones que se presentan antes de la utilidad bruta a junio 30 de 2011 y 2010 fueron:

	<u>2011</u>	<u>2010</u>
Depreciación de propiedad, planta y equipo	299,018	260,221
Amortización de activos intangibles	<u>84,752</u>	<u>67,254</u>
	<b><u>383,770</u></b>	<b><u>327,476</u></b>

Las provisiones, depreciaciones y amortizaciones que se presentan después de la utilidad bruta a junio 30 de 2011 y 2010 fueron:

	<u>2011</u>	<u>2010</u>
Provisión para cuentas de cobro dudoso	46,249	67,984
Provisión para impuesto de Industria y comercio	15,623	14,019
Depreciación de propiedad, planta y equipo	15,033	12,119
Amortización de activos intangibles	9,150	7,595
Provisión de revaloración para propiedad, planta y equipo	1,987	532
Provisión de revaloración por obsolescencia de inventarios	890	570
Amortización de bienes enviados a terceros	403	874
Provisión para reposición de activos	<u>356</u>	<u>519</u>
	<b><u>89,691</u></b>	<b><u>104,211</u></b>

**Nota 31. Gastos administrativos**

Los gastos de administración a junio 30 de 2011 y 2010 fueron:

	<u>2011</u>	<u>2010</u>
Sueldos y salarios	194,210	160,409
Gastos generales	146,582	129,403
Impuestos, tasas y contribuciones	72,765	102,283
Contribuciones sobre la nómina	<u>5,161</u>	<u>4,304</u>
	<b><u>418,718</u></b>	<b><u>396,398</u></b>

**Nota 32. Ingresos no operacionales**

Los ingresos no-operacionales a junio 30 de 2011 y 2010 fueron los siguientes:

	<u>2011</u>	<u>2010</u>
Ingresos financieros		
Diferencia en cambio	194,437	147,073
Otros ingresos financieros	54,232	42,124
Dividendos y participaciones	49,032	37,951
Utilidad por valoración de inversiones	39,744	21,663
Intereses de deudores	27,157	27,152
Intereses de mora	13,487	11,753
Rendimientos encargos fiduciarios pensiones	-	-
Total ingresos financieros	<u>378,089</u>	<u>287,716</u>
Otros ingresos		
Recuperaciones	19,920	12,731
Indemnizaciones	14,345	2,476
Comisiones y otros servicios	9,205	3,884
Arrendamientos	6,797	10,878
Otros	6,779	13,861
Ingresos por la venta de mercancías	149	228
Ajustes de años anteriores	<u>(2,677)</u>	<u>4,345</u>
Total otros ingresos	<u>54,518</u>	<u>48,403</u>
	<b><u>432,607</u></b>	<b><u>336,119</u></b>

**Nota 33. Gastos no operacionales**

Los gastos no operacionales a junio 30 de 2011 y 2010 fueron los siguientes:

	<u>2011</u>	<u>2010</u>
Gastos financieros		
Intereses	238,673	96,837
Diferencia en cambio	69,506	85,450
Perdida por valoración de inversiones	17,153	10,658
Otros gastos Financieros	<u>7,689</u>	<u>3,068</u>
Total gastos financieros	333,021	196,012
Otros gastos		
Otros (1)	48,996	5,079
Comisiones y otros servicios	7,935	3,793
Costo por ventas de mercancías	1,853	1,255
Ajustes de años anteriores	<u>(11,443)</u>	<u>12,829</u>
Total otros gastos	47,341	22,956
Otros costos no operacionales		
Gastos de provisiones, depreciaciones y amortizaciones	31,755	26,566
Gastos de administración	-	-
Total otros costos no operacionales	<u>31,755</u>	<u>26,566</u>
	<b><u>412,118</u></b>	<b><u>245,534</u></b>

(1) El rubro de Otros está conformado principalmente por el valor de las indemnizaciones laborales a empleados de la compañía ESSA por valor de \$29,535, los cuales se sometieron a un proceso de retiro voluntario. Adicionalmente, UNE registró pago de aportes a Corporación Ruta N por 2,396 y pérdida en venta y baja de activos por 1,000.

**Nota 34. Interés minoritario**

El interés minoritario por cada una de las filiales de EPM Al 30 de junio, fue el siguiente:

Nombre de la filial	%	2011	%	2010
		Valor		Valor
Electrificadora Santander S.A. E.S.P. – ESSA	73.77%	252,799	26.23%	257,277
Central Hidroeléctrica de Caldas S.A. E.S.P. – CHEC	80.09%	180,814	19.91%	182,480
Elektra noreste S.A. “ENSA”	51.00%	125,093		
EdateL S.A. E.S.P.	56.00%	123,364	44.00%	131,962
Empresa Electrica de Guatemala S.A. - EEGSA	80.88%	74,603	19.12%	85,603
Centrales Electricas del Norte de Santander S.A. E.S.P. – CENS	91.52%	70,124	8.48%	73,131
Empresa de Telecomunicaciones de Pereira S.A. E.S.P.	56.14%	69,567	43.86%	76,038
Aguas de Urabá S.A. E.S.P.	63.42%	15,800	36.58%	15,389
Transportista Eléctrica Centroamericana S. A. “TRELEC”	80.88%	15,083		
Generadores Hidroelectricos S.A.	51.00%	13,817	49.00%	13,554
Distribuidora de electricidad del sur “DELSUR”	86.41%	9,512		
Empresa de Energía del Quindío S.A. E.S.P. –EDEQ	92.85%	8,505	7.15%	9,140
Comercializadora Eléctrica de Guatemala S. A. “COMEGSA”	78.90%	7,935		
Regional de Occidente S.A. E.S.P.	62.11%	4,012	38.31%	4,107
Hidroecológica del Teribe S.A. –HET	96.63%	2,762	3.37%	2,990
Empresa de Aguas del Oriente Antioqueño S.A. E.S.P	58.33%	2,380	43.99%	1,287
Enérgica S. A. “ENÉRGICA”(**)	66.69%	1,876		
EPM Ituango S.A. E.S.P.	99.27%	1,704		
Empresas Públicas de Oriente S.A. E.S.P	56.01%	1,357	41.67%	2,457
Inmobiliaria y Desarrolladora Empresarial de America S.A. – IDEAMSA	80.88%	1,290	19.12%	1,837
EPM Bogotá S.A. E.S.P.	99.88%	239	0.12%	249
Emtelco	99.93%	41	99.93%	38
Aguas Nacionales S.A. E.S.P.	100.00%	19	0.00%	1
Almacenaje y Manejo de Materiales Electricos S.A. – AMESA	99.67%	9	0.30%	6
EPM Telecomunicaciones S.A. E.S.P.	100.00%	3	100.00%	3
Gestion de Empresas de Electricidad	99.99%	1	0.10%	4
Inversiones Electricas Centroamericanas S.A. – Invelca			19.12%	30,550
Otras (*)		655		761
		<b>983,364</b>		<b>888,862</b>

(\*) Otras incluye: EPM Bogotá, Emtelco, Orbitel Servicios Internacionales, EPM Telecomunicaciones y EPM Inversiones.