

Grupo EPM
Estados financieros consolidados
A 30 de septiembre de 2014 y 2013

Contenido

Balance general consolidado	3
Estado consolidado de actividad financiera, económica, social y ambiental.....	4
Estado consolidado de cambios en el patrimonio.....	5
Estado de flujos de efectivo.....	6
Notas a los estados financieros consolidados	7
Notas de carácter general.....	7
Nota 1 Naturaleza jurídica, función social y actividades que desarrolla	7
Nota 2 Marco legal y regulatorio.....	15
Nota 3 Revisoría fiscal.....	61
Nota 4 Auditoría externa	61
Nota 5 Prácticas contables.....	61
Nota 6 Cambios significativos en la información contable.....	79
Nota 7 Hechos posteriores al cierre.....	79
Nota 8 Otros aspectos relevantes	80
Notas de carácter específico.....	82
Nota 9 Conversión de los valores en moneda extranjera.....	82
Nota 10 Efectivo	83
Nota 11 Inversiones para administración de liquidez.....	88
Nota 12 Deudores, neto	89
Nota 13 Inventarios, neto	91
Nota 14 Gastos pagados por anticipado	92
Nota 15 Inversiones patrimoniales, neto	92
Nota 16 Propiedades, planta y equipo, neto.....	95
Nota 17 Reserva financiera actuarial.....	97
Nota 18 Otros activos	98
Nota 19 Valorizaciones.....	101
Nota 20 Operaciones de crédito público y financiamiento	102
Nota 21 Operaciones de cobertura	105
Nota 22 Cuentas por pagar.....	106
Nota 23 Impuestos, contribuciones y tasas por pagar	107
Nota 24 Obligaciones laborales	114
Nota 25 Obligaciones pensionales y conmutación pensional	115
Nota 26 Pasivos estimados	116
Nota 27 Otros pasivos	117
Nota 28 Reservas.....	118
Nota 29 Distribución al Municipio de Medellín.....	118
Nota 30 Cuentas de orden.....	119
Nota 31 Ingresos operacionales, netos.....	120
Nota 32 Costo por prestación de servicios	121
Nota 33 Depreciaciones, provisiones y amortizaciones	122
Nota 34 Gastos de administración	123
Nota 35 Ingresos no operacionales.....	124
Nota 36 Gastos no operacionales	125
Nota 37 Interés minoritario	126
Nota 38 Transacciones con partes relacionadas.....	127

Empresas Públicas de Medellín E.S.P.
Balance general consolidado
A 30 de septiembre de 2014 y 31 de diciembre de 2013
Cifras en millones de pesos colombianos

Activos	Notas	2014	2013	Pasivos	Notas	2014	2013
Corriente		6,306,126	6,306,990	Corriente		3,538,229	4,173,817
Efectivo	10	1,353,205	1,306,580	Operaciones de crédito público	20	711,479	847,806
Inversiones para administración de liquidez	11	1,852,431	1,289,538	Operaciones de cobertura	21	2,224	32,803
Deudores, neto	12	2,822,431	3,303,599	Cuentas por pagar	22	2,060,754	2,123,326
Inventarios, neto	13	207,788	258,083	Impuestos, contribuciones y tasas por pagar	23	212,690	462,063
Gastos pagados por anticipado	14	53,613	64,590	Obligaciones laborales	24	156,536	157,774
Otros activos, neto	18	16,658	84,600	Obligaciones pensionales y conmutación pensional	25	140,627	241,793
				Pasivos estimados	26	82,763	66,264
				Otros pasivos	27	171,156	241,988
No corriente		31,077,058	31,991,689	No corriente		11,590,699	11,109,051
Inversiones para administración de liquidez	11	7,634	8,185	Operaciones de crédito público	20	8,917,626	8,382,690
Inversiones patrimoniales, neto	15	708,513	501,370	Operaciones de cobertura	21	13,765	35,635
Deudores, neto	12	903,551	959,692	Cuentas por pagar	22	363,630	300,941
Propiedad, planta y equipo, neto	16	15,163,735	16,023,149	Impuestos, contribuciones y tasas por pagar	23	348	2,805
Reserva financiera actuarial	17	649,154	736,183	Obligaciones laborales	24	42,131	67,194
Gastos pagados por anticipado	14	83,281	200,678	Obligaciones pensionales y conmutación pensional	25	1,127,096	1,157,999
Otros activos, neto	18	1,630,312	2,377,768	Pasivos estimados	26	189,516	219,558
Valorizaciones	19	11,930,878	11,184,664	Otros pasivos	27	936,587	942,229
				Total pasivos		15,128,928	15,282,868
				Interés minoritario	37	836,969	968,297
				Patrimonio (Ver estados financieros adjuntos)		21,417,287	22,047,514
Total activos		37,383,184	38,298,679	Total pasivos y patrimonio		37,383,184	38,298,679
Cuentas de orden deudoras	30	9,241,164	8,001,836	Cuentas de orden acreedoras	30	22,991,577	20,266,573

Empresas Públicas de Medellín E.S.P.**Estado consolidado de actividad financiera, económica, social y ambiental****Por el período comprendido entre el 1 de enero y el 30 de septiembre de 2014 y 2013**

Cifras en millones de pesos colombianos

	Notas	2014	2013
Ingresos operacionales, netos	31	8,558,415	9,595,533
Costo por prestación de servicios	32	(5,307,575)	(5,952,459)
Costo por depreciaciones, provisiones y amortizaciones	33	(371,983)	(700,800)
Excedente bruto		2,878,857	2,942,274
Gastos de Administración	34	(631,547)	(724,167)
Gasto por depreciaciones, provisiones y amortizaciones	33	(154,516)	(292,788)
Excedente operacional		2,092,794	1,925,319
Ingresos no operacionales, neto	35	556,313	601,391
Gastos no operacionales, neto	36	(782,134)	(783,905)
Excedente no operacional		(225,821)	(182,514)
Excedente antes de impuestos		1,866,973	1,742,805
Provisión de impuesto sobre la renta	23	(531,231)	(500,758)
Excedente neto antes de interés minoritario		1,335,742	1,242,047
Interés minoritario		(86,709)	(82,018)
Excedente neto		1,249,033	1,160,029

Empresas Públicas de Medellín E.S.P.
Estado consolidado de cambios en el patrimonio
Por el período comprendido entre el 1 de enero y el 30 de septiembre de 2014 y 2013
Cifras en millones de pesos colombianos

	Capital	Superávit por donaciones	Reservas	Utilidades retenidas no apropiadas	Revalorización del patrimonio	Ajuste por conversión	Superávit por valorizaciones	Total
Saldo a 31 de diciembre, 2012	67	114,319	3,579,639	5,708,332	2,437,797	(68,150)	9,287,725	21,059,729
								-
Apropiación de reservas			50,929	(50,929)				-
Movimiento de valorizaciones							155,170	155,170
Excedentes ordinarios al Municipio				(526,122)				(526,122)
Excedentes extraordinarios al Municipio				(388,435)				(388,435)
Movimiento del año								-
Excedente neto del año				1,162,981				1,162,981
								-
Saldo a 30 de Septiembre, 2013	67	114,319	3,630,568	5,905,827	2,437,797	(68,150)	9,442,895	21,463,323
Saldo a 31 de diciembre, 2013	67	114,319	3,839,169	5,839,058	2,437,797	(68,150)	9,885,254	22,047,514
Liberación de reservas			(52,833)	52,833				-
Movimiento de valorizaciones							(969,492)	(969,492)
Excedentes ordinarios al Municipio				(496,237)				(496,237)
Excedentes extraordinarios al Municipio				(413,531)				(413,531)
Movimiento del año								-
Excedente neto del año				1,249,033				1,249,033
Saldo a 30 de Septiembre, 2014	67	114,319	3,786,336	6,231,156	2,437,797	(68,150)	8,915,762	21,417,287

Empresas Públicas de Medellín E.S.P.**Estado de flujos de efectivo****Por el período comprendido entre el 1 de enero y el 30 de septiembre de 2014 y 2013**

Cifras en millones de pesos colombianos

	2014	2013
Flujos de efectivo de las actividades de operación		
Excedentes del período	1,249,033	1,624,813
Movimiento de partidas que no involucran efectivo		
Impuesto de renta diferido	43,487	7,511
Depreciación, amortizaciones y provisiones	437,927	1,150,065
Cálculo actuarial	88,571	134,835
Ajustes por conversión	(31,107)	288,469
Interes minoritario	86,709	101,941
Otros ingresos y gastos no efectivos	40,305	74,183
Cambios en partidas operacionales		
Variación en deudores	(16,795)	(619,676)
Variación en inventarios	(9,154)	(14,268)
Variación en otros activos	(10,598)	(87,208)
Variación en cuentas por pagar	213,823	82,499
Variación en recaudos de terceros y otros pasivos	33,108	(289,153)
Variación en obligaciones laborales	(59,083)	(80,713)
Flujo neto de efectivo en actividades de operación	2,066,226	2,373,298
Flujos de efectivo de las actividades de inversión		
Inversiones en activos e infraestructura	(1,389,030)	(2,919,439)
Combinación de negocios	-	(62,980)
Fusion UNE - Millicom, neto	(337,903)	-
Otros activos	(269,471)	(125,844)
Flujo neto de efectivo en actividades de inversión	(1,996,404)	(3,108,263)
Flujos de efectivo de las actividades de financiación		
Desembolsos crédito público y tesorería	2,009,355	1,484,653
Amortizaciones de capital	(545,603)	(367,733)
Pagos de excedentes al Municipio de Medellín	(924,056)	(1,183,493)
Flujo neto de efectivo en actividades de financiación	539,696	(66,573)
(Disminución) incremento neto del efectivo y equivalentes a efectivo	609,518	(801,538)
Efectivo y equivalentes del efectivo al inicio del período	2,596,118	3,397,656
Efectivo y equivalentes del efectivo al final del período	3,205,636	2,596,118

Empresas Públicas de Medellín E.S.P.
Notas a los estados financieros consolidados
A 30 de septiembre de 2014 y 31 de diciembre de 2013
Cifras en millones de pesos colombianos

(Cifras expresadas en millones de pesos colombianos y en millones de dólares, a excepción de las Tasas Representativas del Mercado que se expresan en pesos colombianos)

Notas de carácter general

Nota 1 Naturaleza jurídica, función social y actividades que desarrolla

Empresas Públicas de Medellín E.S.P. (en adelante "EPM" o la "empresa"), es la matriz de un grupo empresarial que, con las 48 empresas vinculadas que lo integran, tiene presencia en Bermudas, Chile, Colombia, El Salvador, Guatemala, México y Panamá.

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

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

El Grupo EPM ofrece sus servicios a través de tres grupos de negocios y otros segmentos:

- Energía: está conformado por los negocios de Generación, Transmisión, Distribución y Comercialización de Energía y Distribución de Gas Natural.
- Aguas: integrado por los negocios de acueducto, aguas residuales y aseo.
- Telecomunicaciones, segmento donde no se tiene el control: integrado por UNE Telecomunicaciones y sus filiales: Edatel, Telefónica de Pereira, Emtelco, Orbitel Servicios Internacionales, Cinco Telecom Corp., y Orbitel Comunicaciones Latinoamericanas; presta los servicios de Voz, Datos, Internet, Servicios profesionales, Data center, entre otros.
- Otros segmentos: conformado por los vehículos de inversión EPM Inversiones, PDG, EPM Chile y EPM Capital México. Adicionalmente, se cuenta con Max Seguros Ltd,

empresa reaseguradora cautiva, constituida para negociar, contratar, y proveer servicios de reaseguro.

Estructura del Grupo EPM

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

Empresa		Domicilio	Objeto social	Porcentaje de participación		Fecha de creación
				2014	2013	
Empresa de Energía del Quindío S.A. E.S.P. (EDEQ)		Armenia	Prestación de servicios públicos de energía eléctrica, compra, venta y distribución de energía eléctrica, actividades que se desarrollarán mediante la ejecución de políticas, planes, programas y proyectos relativos a la distribución y comercialización de energía, su administración, manejo y aprovechamiento, conforme a las regulaciones, pautas y directrices expedidas por el Ministerio de Minas y Energía, cumpliendo ante todo la función social que enmarca tal actividad.	92.85%	92.85%	Diciembre 22, 1988
Central Hidroeléctrica de Caldas S.A. E.S.P. (CHEC)		Manizales	Prestación de servicios públicos esenciales de energía, principalmente la explotación de plantas generadoras de energía eléctrica, líneas de transmisión y subtransmisión y redes de distribución; la compra, venta y distribución de energía eléctrica, la construcción o adquisición de centrales generadoras de energía eléctrica, subestaciones, líneas de transmisión, redes de distribución y, en general, toda clase de instalaciones relacionadas con la producción, compra y venta de energía eléctrica, así como la comercialización, importación, distribución y venta de energía eléctrica.	80.10%	80.10%	Septiembre 9, 1950
Electrificadora de Santander S.A. E.S.P. (ESSA)		Bucaramanga	Prestación de servicios públicos de energía eléctrica, compra, venta y distribución de energía eléctrica, actividades que se desarrollarán mediante la ejecución de políticas, planes, programas y proyectos relativos a la distribución y comercialización de energía, su administración, manejo y aprovechamiento, conforme a las regulaciones, pautas y directrices expedidas por el Ministerio de Minas y Energía, cumpliendo ante todo la función social que enmarca tal actividad.	74.05%	74.05%	Septiembre 16, 1950

Centrales Eléctricas del Norte de Santander S.A. E.S.P. (CENS)		Cúcuta	Prestación del servicio público de energía eléctrica, para lo cual realiza, entre otras, las siguientes operaciones: compra, exportación, importación, distribución y venta de energía eléctrica y otras fuentes de energía, así como la construcción y explotación de centrales, plantas generadoras y subestaciones de energía, y la construcción y explotación de líneas de transmisión, subtransmisión y redes de distribución.	91.52%	91.52%	Octubre 16, 1952
Elektra Noreste S.A. (ENSA)		Ciudad de Panamá	Adquisición de energía en bloques y su transporte por las redes de distribución a los clientes, transformación de tensión vinculada, entrega de energía a los consumidores e instalar, operar y mantener el alumbrado público en la zona de concesión. En adición, la compañía está autorizada para realizar actividades de generación de energía hasta un límite del 15% de la demanda máxima y energía en la zona de concesión.	51.00%	51.00%	Enero 19, 1998
Hidroecológica del Teribe S.A. (HET)	(1)	Ciudad de Panamá	Financiar la construcción del proyecto hidroeléctrico Bonyic, requerido para satisfacer el crecimiento de la demanda de energía del istmo de Panamá.	99.19%	99.04%	Noviembre 11, 1994
Empresa Eléctrica de Guatemala S.A. (EEGSA)		Ciudad de Guatemala	Distribución de energía eléctrica.	80.90%	80.90%	Octubre 5, 1939
Gestión de Empresas Eléctricas S.A. (GESA)		Ciudad de Guatemala	Proporcionar asesorías y consultorías a compañías de distribución, generación y transporte de energía eléctrica.	100.00%	100.00%	Diciembre 17, 2004
Almacenaje y Manejo de Materiales Eléctricos S.A. (AMESA)		Ciudad de Guatemala	Servicios de outsourcing en el área de administración de materiales.	99.94%	99.94%	Marzo 23, 2000
Comercializadora Eléctrica de Guatemala S.A. (COMEGSA)		Ciudad de Guatemala	Comercialización de energía eléctrica.	80.52%	80.52%	Noviembre 5, 1998
Transportista Eléctrica Centroamericana S.A. (TRELEC)		Ciudad de Guatemala	Transmisión de energía eléctrica.	80.90%	80.90%	Octubre 6, 1999
Enérgica S.A. (ENÉRGICA)		Ciudad de Guatemala	Construcción y mantenimiento de proyectos y bienes del sector eléctrico.	78.19%	78.19%	Agosto 31, 1999
Crediegsa S.A. (CREDIEGSA)		Ciudad de Guatemala	Servicios de contratación de personal y otros servicios administrativos.	80.90%	80.90%	Diciembre 1, 1992
Distribuidora de Electricidad del Sur (Delsur)		San Salvador	Empresa dedicada a la transformación, distribución y comercialización de electricidad, que suministra energía a la zona centro-sur de El Salvador, en Centroamérica.	86.41%	86.41%	Noviembre 16, 1995
Innova Tecnología y Negocios S.A. de C.V.		San Salvador	Prestación de servicios especializados en ingeniería eléctrica y venta de electrodomésticos a los usuarios de energía eléctrica de la compañía Delsur.	86.41%	86.41%	Octubre 19, 2010

EPM Chile S.A.		Santiago de Chile	Desarrollar proyectos de infraestructura de cualquier tipo, incluyendo pero sin limitarse: proyectos relacionados con energía, alumbrado, gas, telecomunicaciones, saneamiento, plantas de potabilización, alcantarillado, plantas de tratamiento de aguas residuales Y pozos, así como prestar servicios de energía, acueducto y aseo, y participar en todo tipo de concursos, licitaciones y subastas públicas y/o privadas.	100.00%	100.00%	Febrero 22, 2013
Parque Eólico Los Cururos Ltda.		Santiago de Chile	Generación de energía eléctrica a través de todo tipo de combustibles y energías renovables en cualquiera de sus formas, como son la eólica, la fotovoltaica y la biomasa. La transmisión, compra, venta y comercialización de energía eléctrica, ya sea a clientes finales o a cualquier sistema interconectado. La elaboración, ejecución y puesta en marcha de proyectos referidos al giro, así como la creación y puesta en marcha de proyectos destinados al aprovechamiento de energía renovable, de regeneración o cogeneración, su gestión y mantenimiento.	100.00%	100.00%	Agosto 26, 2011
Parque Eólico La Cebada S.A.		Santiago de Chile	Generación de energía eléctrica a través de todo tipo de combustibles y energías renovables en cualquiera de sus formas, como son la eólica, la fotovoltaica y la biomasa. La transmisión, compra, venta y comercialización de energía eléctrica, ya sea a clientes finales o a cualquier sistema interconectado. La elaboración, ejecución y puesta en marcha de proyectos referidos al giro, así como la creación y puesta en marcha de proyectos destinados al aprovechamiento de energía renovable, de regeneración o cogeneración, su gestión y mantenimiento.	100.00%	100.00%	Febrero 17, 2011
Aguas Nacionales EPM S.A. E.S.P.		Medellín	Prestación de los servicios públicos domiciliarios de acueducto, alcantarillado y aseo, tratamiento y aprovechamiento de basuras, actividades complementarias y servicios de ingeniería propios de estos servicios públicos.	99.99%	99.99%	Noviembre 29, 2002
Aguas de Urabá S.A. E.S.P.		Apartadó	Garantizar la prestación de los servicios públicos domiciliarios de acueducto, alcantarillado y aseo y compensar el rezago de la infraestructura de estos servicios en los municipios socios.	63.42%	63.42%	Enero 18, 2006
Empresas Públicas del Oriente S.A. E.S.P.		Rionegro	Prestación de los servicios de acueducto y alcantarillado a las zonas rurales y suburbanas de los municipios de Envigado, Rionegro y El Retiro, en el denominado Valle de San Nicolás.	57.31%	57.31%	Noviembre 12, 2009

Empresa de Aguas del Oriente Antioqueño S.A. E.S.P.		El Retiro	Prestación de los servicios públicos domiciliarios de acueducto y alcantarillado, así como otras actividades complementarias propias de cada uno de estos servicios públicos.	56.01%	56.01%	Noviembre 22, 1999
Regional de Occidente S.A. E.S.P.		San Jerónimo	Prestación de los servicios públicos domiciliarios de acueducto, alcantarillado y aseo, así como las actividades complementarias propias de cada uno de estos servicios y el tratamiento y aprovechamiento de las basuras.	62.11%	62.11%	Diciembre 26, 2006
Aguas de Malambo S.A. E.S.P.	(2)	Malambo	Garantizar la prestación de los servicios públicos domiciliarios de acueducto, alcantarillado y aseo en la jurisdicción del municipio de Malambo, departamento del Atlántico.	88.73%	87.99%	Noviembre 20, 2010
EPM Capital México S.A. de C.V.		Ciudad de México	Desarrollar proyectos de infraestructura, relacionados con energía, alumbrado, gas, telecomunicaciones, saneamiento, plantas de potabilización, alcantarillado, plantas de tratamientos de aguas residuales, pozos, edificaciones, así como la operación, estudios y servicios en todas sus ramas y disciplinas en relación con todo lo anterior.	100.00%	100.00%	Mayo 4, 2012
Tecnología Intercontinental S.A. de C.V. (TICSA)	(3)	Ciudad de México	Estudio, desarrollo, fomento y ejecución de proyectos y procesos industriales, así como el diseño, fabricación, ensamble y montaje de maquinaria, el desarrollo de tecnología incluyendo la comercialización, representación comercial y comercio en general.	80.00%	80.00%	Julio 28, 1980
Aguasol Pachuca S.A. de C.V.	(3)	Pachuca de Soto	Elaboración del proyecto ejecutivo, la construcción del emisor y la construcción de una planta de tratamiento de aguas residuales, su equipamiento y puesta en operación, en la ciudad de Pachuca de Soto. Desarrollar proyectos de agua potable y plantas potabilizadoras.	57.60%	57.60%	Julio 5, 2004
Ecosistemas de Colima S.A. de C.V.	(3)	Colima	Elaboración del proyecto ejecutivo para la planta de tratamiento de aguas residuales, su construcción, equipamiento y puesta en operación. Comprende un período de un año para la construcción, pruebas y puesta en operación, y 19 años para la operación, conservación y mantenimiento de la planta, así como la estabilización de lodos que se generen, en los municipios de Colima y Villa de Álvarez, en el estado de Colima.	79.99%	79.99%	Febrero 14, 2006
Ecosistemas de Tuxtla S.A. de C.V.	(3)	Tuxtla	Construcción, equipamiento, puesta en marcha, operaciones y mantenimiento de un sistema de tratamiento de aguas residuales, así como la ejecución de obras complementarias, con la modalidad de inversión total privada recuperable. Desarrollar proyectos de agua potable y plantas potabilizadoras.	80.40%	80.40%	Noviembre 17, 2006

Ecosistemas de Uruapan S.A. de C.V.	(3)	Uruapan	Prestación de servicios de tratamiento de aguas residuales del municipio de Uruapan, Michoacán, sujeta a la elaboración del proyecto ejecutivo para una planta de tratamiento de aguas residuales. Comprende un período de un año para la elaboración del proyecto ejecutivo, construcción, equipamiento, pruebas y puesta en operación, y 15 años para la operación, conservación y mantenimiento de la planta.	80.20%	80.20%	Noviembre 18, 2009
Ecosistema de Ciudad Lerdo S.A. de C.V.	(3)	Lerdo Durango	Construcción, equipamiento, puesta en marcha, operación y mantenimiento por 20 años de un sistema de tratamiento de aguas residuales en ciudad Lerdo, Durango, así como la ejecución de obras complementarias con la modalidad de inversión total privada recuperable.	80.00%	80.00%	Abril 24, 2007
Aquasol Morelia S.A. de C.V.	(3)	Morelia	Construcción de una planta de tratamiento de aguas residuales, así como el equipamiento y puesta en operación de dicha planta, ubicada en el poblado de Atapaneo, en el municipio de Morelia, Michoacán.	80.00%	80.00%	Noviembre 13, 2003
Ecosistemas de Celaya S.A. de C.V.	(3)	Celaya	Elaboración del proyecto ejecutivo para la planta de tratamiento de aguas residuales, así como el tratamiento, transporte y disposición final de residuos sólidos y lodos que se generen en la planta de la ciudad de Celaya, estado de Guanajuato.	80.00%	80.00%	Diciembre 5, 2008
Ecosistema de Morelos S.A. de C.V.	(3)	Cuernavaca	Realización del proyecto ejecutivo, construcción, equipamiento electromecánico, pruebas de funcionamiento, pruebas de capacidad, puesta en marcha, operación, conservación y mantenimiento de la planta de tratamiento de aguas residuales Acapantzigo, municipio de Cuernavaca, Morelos.	80.00%	80.00%	Noviembre 17, 2009
Desarrollos Hidráulicos de TAM S.A. de C.V.	(3)	Ciudad de México	Elaboración de proyectos, construcción, equipamiento, ampliación, mejoramiento, conservación, mantenimiento, establecimiento y operación de todo tipo de sistemas de suministros de agua y servicios de alcantarillado, así como obras de recolección y drenaje y tratamiento de aguas residuales y toda clase de desechos sólidos.	79.29%	79.29%	Agosto 25, 1995
Ecoagua de Torreón S.A. de C.V.	(3)	Torreón	Proporcionar servicios de operación de tratamiento de aguas residuales, provenientes de cualquier fuente, sea municipal o doméstica, así como la actividad relacionada con el tratamiento de aguas residuales.	80.00%	80.00%	Octubre 25, 1999
Sistema de Aguas de Tecmán S.A. de C.V.	(3)	Tecmán	Elaboración del proyecto ejecutivo para la planta de tratamiento de aguas residuales, su construcción, equipamiento y puesta en operación. Comprende un periodo de un año para la construcción, pruebas y puesta en operación, y 19 años para la operación, conservación y mantenimiento, así como la estabilización de los lodos que se generen.	49.60%	49.60%	Agosto 21, 2009

Proyectos de Ingeniería Corporativa S.A. de C.V.	(3)	México	Prestación de servicios de diseño, ingeniería en general o de construcción, servicios profesionales y técnicos tendientes a operar, administrar, dirigir y en general llevar a cabo todas las actividades que sean necesarias para el desarrollo de actividades de cualquier empresa de tipo comercial, industrial o de servicios en su modalidad de persona física o moral.	80.40%	80.40%	Agosto 1, 2008
Corporación de Personal Administrativo S.A. de C.V.	(3)	México	Prestación de servicios profesionales tendientes a operar, administrar, dirigir y en general llevar a cabo todas las actividades que sean necesarias para el desarrollo de actividades de cualquier empresa de tipo comercial, industrial o de servicios en su modalidad de persona física o moral, así como también la administración, selección, contratación e intercambio de personal que desempeñe funciones dentro de las instalaciones de las empresas solicitantes.	79.40%	79.40%	Agosto 1, 2008
Empresas Varias de Medellín S.A. E.S.P.	(4)	Medellín	Prestación del servicio público de aseo en el marco de la gestión integral de los residuos sólidos.	99.90%	99.90%	Enero 11, 1964
EPM Inversiones S.A.		Medellín	Inversión de capital en sociedades nacionales o extranjeras organizadas como empresas de servicios públicos.	99.99%	99.99%	Agosto 25, 2003
UNE EPM Telecomunicaciones S.A.	(5)	Medellín	Prestación de servicios de telecomunicaciones, tecnologías de la información y las comunicaciones, servicios de información y las actividades complementarias.	50.00%	99.99%	Junio 29, 2006
Emtelco S.A.	(5)	Medellín	Prestación de servicios de telecomunicaciones, tecnologías de la información y las comunicaciones, servicios de información y las actividades complementarias.	49.96%	99.93%	Julio 21, 1994
Edatel S.A. E.S.P.	(5)	Medellín	Prestación de servicios de telecomunicaciones, tecnologías de la información y las comunicaciones, servicios de información y las actividades complementarias.	40.00%	56.00%	Diciembre 17, 1969
Empresa de Telecomunicaciones de Pereira S.A. (ETP)	(5)	Pereira	Prestación de servicios de telecomunicaciones, tecnologías de la información y las comunicaciones, servicios de información y las actividades complementarias.	49.99%	99.99%	Mayo 16, 1997
Cinco Telecom Corporation (CTC)	(5)	Miami	Prestación de servicios de telecomunicaciones, tecnologías de la información y las comunicaciones, servicios de información y las actividades complementarias.	50.00%	100.00%	Diciembre 24, 2001
Orbitel Comunicaciones Latinoamericanas S.A.U. (OCL)	(5)	Madrid	Prestación de servicios de telecomunicaciones, tecnologías de la información y las comunicaciones, servicios de información y las actividades complementarias.	50.00%	100.00%	Julio 22, 2003
Orbitel Servicios Internacionales S.A. (OSI)	(5)	Rionegro	Prestación de servicios de telecomunicaciones, tecnologías de la información y las comunicaciones, servicios de información y las actividades complementarias.	50.00%	99.99%	Junio 27, 2003

Maxseguros EPM Ltd.		Bermudas	Negociación, contratación y manejo de los reaseguros para las pólizas que amparan el patrimonio.	100.00%	100.00%	Abril 23, 2008
Panama Distribution Group S.A. (PDG)		Ciudad de Panamá	Inversión de capital en sociedades.	100.00%	100.00%	Octubre 30, 1998
Distribución Eléctrica Centroamericana DOS S.A. (DECA II)		Ciudad de Guatemala	Inversión de capital en compañías que se dedican a la distribución y comercialización de energía eléctrica y proporcionar servicios de telecomunicaciones.	100.00%	100.00%	Marzo 12, 1999
Inmobiliaria y Desarrolladora Empresarial de América S.A. (IDEAMSA)		Ciudad de Guatemala	Inversión en bienes inmobiliarios.	80.90%	80.90%	Junio 15, 2006
AEI El Salvador Holding S.A.		Ciudad de Panamá	Inversión de capital en sociedades.	100.00%	100.00%	Mayo 17, 2007
Electricidad de Centroamérica Ltda. de C.V. (ELCA)		Santa Tecla	Inversión en acciones y otros títulos valores y asesoría a la empresa DELSUR.	100.00%	100.00%	Diciembre 9, 1997
PPLG El Salvador II		Islas Caimán	Inversión de capital en sociedades.	100.00%	100.00%	Abril 9, 1999

- (1) Bajo la norma contable local de Panamá, NIIF, esta empresa reconoció en 2013 un deterioro que implicó un gasto en sus estados financieros. Sin embargo, en la homologación de las prácticas contables colombianas no hay lugar al reconocimiento de este gasto.

En septiembre de 2014, EPM realizó una capitalización por USD \$14 millones alcanzando una participación del 99.19%.

- (2) En junio de 2014 EPM realizó una capitalización por \$1,894 millones, alcanzando una participación del Grupo del 88.73%.
- (3) En septiembre de 2013 se realizó una capitalización equivalente al 80% de las acciones de la sociedad Tecnología Intercontinental S.A. de C.V. (TICSA), por intermedio de la filial EPM Capital México S.A. de C.V. TICSA es una holding constituida por 13 empresas.
- (4) El 1 de noviembre de 2013 EPM adquirió el 99,90% de las acciones.
- (5) Inversiones en empresas que, a partir de agosto de 2014, se reconocen en los estados financieros consolidados bajo el método de participación patrimonial como consecuencia de la fusión entre UNE EPM Telecomunicaciones S.A. y Millicom Spain Cable S.L.

Nota 2 Marco legal y regulatorio

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

2.1 Normatividad para Colombia

2.1.1 Aspectos generales

La Constitución Política de Colombia de 1991 dispuso que los servicios públicos son inherentes a la finalidad social del Estado y que su deber es asegurar la prestación eficiente de los mismos a todos los habitantes del territorio nacional. Asimismo, 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 (SSPD), el control, la inspección y la vigilancia de las entidades que los presten.

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

La Ley 143 de 1994, Ley Eléctrica, viabilizó el enfoque constitucional y reguló las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de electricidad, al tiempo que creó ambiente de mercado y competencia, fortaleció el sector y delimitó la intervención del Estado.

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.

2.1.2 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.

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

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

2.1.3 Régimen tarifario

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

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

Sin perjuicio de otras alternativas que puedan definir las comisiones de regulación, los elementos de las fórmulas tarifarias podrán incluir un cargo por unidad de consumo, un cargo fijo y un cargo por aportes de conexión, cuyo cobro en ningún caso podrá contradecir el principio de la eficiencia ni trasladar al usuario los costos de una gestión ineficiente o extraer beneficios de posiciones dominantes o de monopolio. Las comisiones de regulación pueden diseñar y hacer públicas diversas opciones tarifarias que tomen en cuenta diseños óptimos de tarifas.

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

2.1.4 Regulación por sector

2.1.4.1 Sector de agua potable y saneamiento básico

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

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

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

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

2.1.4.1.1 Servicio de acueducto

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

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

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

2.1.4.1.2 Servicio de saneamiento básico

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

El cargo por consumo refleja los costos contables de operación y mantenimiento del sistema, así como los costos de inversión en reposición, expansión y rehabilitación, y el reconocimiento de la infraestructura al momento del cálculo tarifario. 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.

2.1.4.1.3 Servicio de aseo

Las tarifas del servicio público ordinario de aseo consideran, por una parte, la normatividad regulatoria en materia de fijación de precios, y por otra, la reglamentación para el diseño del esquema de subsidios y contribuciones.

Para estos servicios, la CRA adoptó el régimen de libertad regulada, para el caso de aseo la regulación es de precio techo, así la CRA estima precios máximos por los cuales las empresas de servicios públicos pueden prestar el servicio, y desarrolla las metodologías tarifarias para establecer la tarifa máxima en cada mercado. Los precios son fijados por la entidad tarifaria local (Junta Directiva), de conformidad con la metodología definida en las resoluciones CRA 351 y 352 de 2005 y sus normas complementarias.

Las tarifas incluyen los servicios de recolección, transporte y disposición final de residuos sólidos, así como el barrido y limpieza de vías y áreas públicas.

2.1.4.1.4 Subsidios y contribuciones

En los servicios de agua potable y saneamiento básico, los balances entre contribuciones y subsidios se calculan de conformidad con la Ley 632 de 2000, Ley 1450 de 2011, Decretos 1013 de 2005 y 4924 de 2011, los cuales establecen los factores mínimos de contribución aplicables a los usuarios de estratos 5, 6, industrial y comercial; la metodología de equilibrio entre los aportes de las diferentes fuentes y los subsidios de los estratos 1, 2 y 3, así como la conformación de una bolsa común de contribuciones mínimas para los municipios operados por un mismo prestador. De acuerdo con este último, estas contribuciones son distribuidas a los municipios en función del porcentaje que cada localidad destina al cubrimiento de subsidios y de la demanda de recursos totales requeridos para el cubrimiento de los mismos.

En el servicio público ordinario de aseo, los balances entre contribuciones y subsidios se calculan de conformidad con la Ley 632 de 2000, Ley 1450 de 2011, Decretos 1013 de 2005, los cuales establecen los factores mínimos de contribución aplicables a los usuarios de estratos 5, 6, industrial y comercial; la metodología de equilibrio entre los aportes de las diferentes fuentes y los subsidios de los estratos 1, 2 y 3.

De acuerdo con las normas legales, los subsidios en ningún caso excederán el valor de los consumos básicos de subsistencia ni serán superiores al setenta por ciento (70%) del costo medio del suministro para el estrato 1, cuarenta por ciento (40%) para el estrato 2 y quince por ciento (15%) para el estrato 3. Mientras que los factores de aporte solidario para los servicios públicos de acueducto y alcantarillado serán como mínimo los siguientes: suscriptores residenciales de estrato 5, cincuenta por ciento (50%); suscriptores residenciales de estrato 6, sesenta por ciento (60%); suscriptores comerciales, cincuenta por ciento (50%); suscriptores industriales, treinta por ciento (30%).

2.1.4.2 Sector eléctrico

2.1.4.2.1 Generalidades

La Ley 143 de 1994 segmentó el servicio de energía eléctrica en cuatro actividades: generación, transmisión, distribución y comercialización, las cuales pueden ser desarrolladas por empresas independientes. El marco legal tiene por objeto abastecer la demanda de electricidad bajo criterios económicos y de viabilidad financiera y propender a una operación eficiente, segura y confiable del sector.

Con fundamento en estas leyes 142 y 143 de 1994, la CREG diseña, reglamenta e implementa el marco institucional y regulatorio del sector eléctrico colombiano mediante resoluciones particulares para cada una de las actividades de la cadena del servicio de energía eléctrica.

2.1.4.2.1.1 Actividades del sector eléctrico

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

Generación: consiste en la producción de energía eléctrica a partir de diferentes fuentes (convencionales o no convencionales), bien sea que desarrolle esa actividad en forma exclusiva o en forma combinada con otra u otras actividades del sector eléctrico, cualquiera de ellas sea la actividad principal.

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

Distribución: actividad que consiste en transportar energía eléctrica a través de un conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan a tensiones menores de 220 kV.

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

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

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

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

Para la actividad de distribución se levantaron los límites de participación, mientras que para el caso de la comercialización se estableció que ninguna empresa podrá tener, directa o indirectamente, una participación del mercado superior al 25.49%, determinada según la metodología de cálculo definida en la Resolución CREG 001 de 2006, modificada por las resoluciones CREG 163 de 2008 y 024 de 2009.

2.1.4.2.1.2 Mercado de Energía Mayorista (MEM)

La Ley 143 de 1994 definió el 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 SIN, con sujeción al reglamento de operación". Su funcionamiento está fundamentado en la existencia de una bolsa de energía, donde se realizan intercambios comerciales, y un operador central del SIN denominado Centro Nacional de Despacho (CND). La Resolución CREG 024 de 1995 reglamentó los aspectos comerciales del MEM y la Resolución CREG 025 de 1995 los aspectos operativos del SIN.

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

Contratos bilaterales: las compras de energía con destino al mercado regulado deben hacerse a través de mecanismos que estimulen la libre competencia y se deberá solicitar y dar oportunidad en igualdad de condiciones a todos los agentes interesados para que presenten ofertas, las cuales deben ser evaluadas con base en el precio. Las empresas integradas verticalmente con la actividad de generación solo pueden auto-comprarse hasta el 60% de la energía con destino a su mercado regulado y, así mismo, deben participar como cualquier otro generador en la convocatoria pública para las compras de energía. Para el mercado no regulado las compras de energía se realizan a través de negociaciones directas entre generadores y comercializadores o usuarios no regulados.

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, empleando para ello un modelo de optimización por día, a partir del cual se fija el precio de bolsa horario.

2.1.4.2.2 Actividad de generación energía

Es una actividad sometida a competencia y, por lo tanto, los precios se definen en el mercado. Los agentes generadores objeto de despacho central, con capacidad instalada igual o superior a 20 MW, efectúan sus transacciones de energía en el MEM. Además, forman parte del sistema los siguientes tipos de generadores:

- **Plantas menores:** aquellas con capacidad instalada inferior a 20 MW. La reglamentación aplicable a las transacciones comerciales que efectúan estos agentes está contenida en la Resolución CREG 086 de 1996.
- **Autogenerador:** aquella persona natural o jurídica que produce energía eléctrica exclusivamente para atender sus propias necesidades. Usa la red pública sólo para obtener respaldo del SIN (Resolución CREG 085 de 1996).
- **Cogenerador:** persona natural o jurídica que produce energía utilizando un proceso de cogeneración (Resolución CREG 005 de 2010). Este proceso consiste en la producción combinada de energía eléctrica y energía térmica, que hace parte integrante de la actividad productiva de quien produce dichas energías, destinadas ambas al consumo propio o de terceros en procesos industriales o comerciales.

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

Mediante la Resolución CREG 071 de 2006, y sus modificaciones posteriores, se estableció la metodología para la remuneración del cargo por confiabilidad a los generadores del MEM. Este cargo pretende promover la expansión del parque de generación eléctrico en el país y asegurar que los recursos de generación estén disponibles para abastecer la demanda en situaciones de hidrología crítica. Para este propósito, se subastan entre los generadores las Obligaciones de Energía Firme (OEF) que se requieren para cubrir la demanda objetiva del sistema definida por el regulador.

El generador al que se le asignan OEF recibe una remuneración conocida y estable durante un plazo determinado, y se compromete a entregar esta energía cuando el precio de bolsa supera un umbral previamente establecido por la CREG, denominado "precio de escasez". Dicha remuneración la liquida, recauda y distribuye el Administrador de Intercambios Comerciales (ASIC) y la pagan los usuarios regulados y no regulados del SIN a través de las tarifas que cobran los comercializadores.

La implementación de la Resolución CREG 071 de 2006 tuvo un período de transición entre el 1 de diciembre de 2006 hasta el 30 de noviembre de 2012. Durante este período, tanto el mecanismo de asignación del cargo por confiabilidad como la determinación del precio se administraron en forma centralizada. En esta transición el precio de las OEF fue de 13,045 USD/MWh (USD de 2006).

Entre el 30 de noviembre de 2012 y el 30 de noviembre de 2015, el precio de las OEF es de 13,998 USD/MWh (USD de 2008), y corresponde a las OEF asignadas mediante la primera subasta que se llevó a cabo el 6 de mayo de 2008; este valor aplica tanto para las plantas existentes como para las plantas nuevas con asignación de OEF en el proceso de subasta. A partir de 1 de diciembre de 2015, el cargo por confiabilidad tendrá un valor de USD 15.70 USD/MWh (USD de 2011), según resultado de la subasta del 27 de diciembre de 2011.

2.1.4.2.3 Actividad de transmisión energía

2.1.4.2.3.1 Aspectos generales de la regulación vigente

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

La metodología de remuneración de la actividad de Transmisión Nacional se conoce como “ingreso regulado”, mediante la cual se establecen los ingresos máximos anuales que remuneran a cada transmisor nacional, de acuerdo con los activos que efectivamente posea en el STN. Para lo anterior, se establecieron unidades constructivas típicas valoradas a costos de reposición a nuevo, vidas útiles, 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 del SIN (demanda), determinados de acuerdo con la metodología establecida en la Resolución CREG 103 de 2000, la cual se basa en la fijación de un cargo de estampilla nacional con diferenciación horaria por período de carga, que permite remunerar a los transportadores del STN. El cobro y el recaudo resultante de la aplicación de los cargos por uso del STN se manejan en forma centralizada a través del Liquidador y Administrador de Cuentas (LAC) del STN, 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. 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. Igualmente, realizarán compensaciones por energía no suministrada cuando la indisponibilidad de estos activos ocasione demanda no atendida que supere los límites previamente establecidos en la regulación.

2.1.4.2.3.2 Expansión del STN

Con respecto a la expansión del STN, la CREG adoptó un conjunto de disposiciones contenidas en la Resolución CREG 022 de 2001, y sus modificaciones, que buscan introducir elementos de eficiencia en la ejecución del plan de expansión del STN. Este plan lo define la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), y se adjudica mediante procesos de convocatoria pública. En estos procesos compiten los transmisores nacionales existentes, así como los potenciales, por la construcción, administración, operación y mantenimiento de los proyectos de expansión del STN. El oferente con el menor valor presente del flujo de ingresos esperado será el adjudicatario del respectivo proyecto.

2.1.4.2.4 Actividad de distribución

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

El SDL es el sistema de transporte de energía eléctrica compuesto por el conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan a niveles de tensión menores a 57.5 kV (niveles 1, 2 y 3), dedicados a la prestación del servicio en uno o varios mercados de comercialización. El STR es el sistema de transporte de energía eléctrica compuesto por los activos de conexión al STN y el conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan en el nivel mayor o igual a 57.5 kV (nivel 4). Un STR puede pertenecer a uno o más OR.

Dado que la actividad de distribución es monopólica, está completamente regulada. Para el efecto, la CREG define la remuneración a que haya lugar, la cual se revisa cada cinco años de acuerdo con lo estipulado en la ley. La metodología establecida para la remuneración tiene asociado un esquema de calidad. Los elementos básicos de la remuneración están contenidos en la Resolución CREG 097 de 2008, por medio de la cual se definió la metodología general para la determinación de los cargos de distribución, destacando lo siguiente:

- La metodología de remuneración para el nivel de tensión 4 es de ingreso regulado y para los niveles 1, 2 y 3 de precio máximo. En el primer caso le garantizan un ingreso al OR, independientemente del comportamiento de la demanda, y en el segundo le garantizan un cargo máximo pero con el riesgo de la demanda asociado.
- Los cargos de distribución de cada uno de los niveles de tensión se calculan como el cociente entre la anualidad de los activos y los AOM y la energía transportada del año base (para el período tarifario actual corresponde al 2007). En activos, el regulador define unidades constructivas (cantidad física) y las valora a costos ponderados entre precios de reposición a nuevo y el costo reconocido en el período regulatorio anterior; los AOM se determinan considerando los AOM reales de la empresa y la evolución de la calidad del servicio del año inmediatamente anterior. El regulador también define el valor del Costo Promedio Ponderado de Capital (WACC, por sus siglas en inglés), que es la tasa de descuento con la cual se halla la anualidad de los activos. La energía transportada considera unas pérdidas eficientes de energía, las cuales también son definidas por el regulador.
- Una vez definida la metodología, a cada OR se le 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.

Adicional a lo anterior, para la remuneración de la actividad de distribución, el MME definió las Áreas de Distribución (ADD), que corresponden a una agrupación de Operadores de Red por zonas considerando su cercanía geográfica, para definir así los cargos por uso del transporte unificados para todos los OR por nivel de tensión (1, 2, 3 y 4), que para el caso de las empresas del Grupo EPM corresponde al ADD-Centro, de acuerdo con lo establecido en la Resolución MME 18 0574 de 2012; y si bien se definen los cargos unificados para trasladar a la tarifa en los mercados de comercialización de los OR del ADD, cada OR recibirá como ingresos sus cargos aprobados mediante resoluciones CREG:

2.1.4.2.4.1 Expansión del Sistema de Transmisión Regional (STR) y del Sistema de Distribución Local (SDL)

La regulación establece los criterios para asegurar la expansión y los niveles de cobertura de los STR y SDL, los cuales están en la Resolución CREG 070 de 1998. Los OR son responsables de elaborar y ejecutar el plan de expansión del sistema que opera, de acuerdo con sus planes estratégico, de acción y financiero.

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

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

Con base en la metodología definida en la Resolución CREG 097 de 2008, los proyectos de expansión que tengan un costo medio superior al aprobado en los cargos de distribución al operador de red, serán incorporados en la tarifa, previa aprobación de la UPME. De esta manera, dichos proyectos empiezan a ser remunerados una vez entren en operación, y ya no es necesario esperar hasta el siguiente período regulatorio como ocurría anteriormente. En el año 2013, la CREG emitió la Resolución 024 de 2013, que establece los procedimientos que se deben seguir para la expansión de los STR (procesos de selección).

2.1.4.2.4.2 Calidad del servicio de energía eléctrica

La regulación establece una diferencia entre la calidad de la potencia suministrada y 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 para la forma de las ondas de tensión y corriente, mientras que 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 en el SDL, y para el caso del STR se definieron compensaciones por energía no suministrada cuando la indisponibilidad de estos activos ocasione demanda no atendida que supere los límites previamente establecidos en la regulación.

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

- Si los OR incumplen la meta, es decir, desmejoran con respecto a lo esperado, se les disminuye el cargo de distribución.

- Si los OR superan la meta, es decir, logran un mejor resultado de lo esperado, se les da un incentivo aumentándoles el cargo por uso de distribución en el trimestre siguiente al evaluado.
- Si los OR obtienen un resultado que los ubique dentro del rango definido previamente (banda de indiferencia) no se les afecta su tarifa.

En los dos últimos casos, cuando se les mejora la tarifa o cuando queda igual, se debe compensar a los usuarios “peor servidos”, es decir, aquellos usuarios a los cuales individualmente se les desmejora la calidad.

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

2.1.4.2.5 Actividad de comercialización

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

La Ley 143 de 1994 estableció una segmentación del mercado minorista de electricidad en dos tipos: mercado regulado y mercado 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 de manera que 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, como establece la Resolución CREG 131 de 1998. Lo abastecen comercializadores y generadores, los cuales negocian libremente los precios (componente de generación), el período y las cantidades de la electricidad.

2.1.4.2.5.1 Estructura tarifaria

De acuerdo con la regulación vigente, los comercializadores de energía eléctrica pueden cobrar a sus usuarios finales un costo máximo por unidad de consumo. Para el mercado regulado dicho costo se calcula de acuerdo con la fórmula tarifaria definida por la CREG, Resolución CREG 119 de 2007, que entró en vigencia desde el mes de febrero de 2008.

El costo de prestación del servicio es la sumatoria de los costos involucrados en cada una de las actividades del sector eléctrico: generación (G), transmisión (STN), distribución (SDL), comercialización (C), restricciones (R) y pérdidas (P).

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

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

- Tarifas para los usuarios de los estratos 1 y 2: de acuerdo con lo estipulado por la Ley 1117 de 2006, prorrogada mediante la Ley 1428 de 2010, para los consumos de subsistencia, consumos inferiores a 131 kWh/mes, las tarifas solo pueden subir mensualmente como máximo la inflación. Esto implica que cuando el costo de prestación del servicio crece por encima de la inflación la diferencia se constituye en un mayor subsidio para los usuarios. El porcentaje de subsidio tiene un límite del 60% y 50% para los estratos 1 y 2 respectivamente.
- Tarifas para los usuarios de estrato 3: reciben un subsidio equivalente al 15% del costo de prestación del servicio.
- Tarifas estratos 5 y 6 y el sector comercial: pagan una contribución del 20% sobre el costo de prestación del servicio, con destino a cubrir los subsidios otorgados a los usuarios de los estratos 1, 2 y 3.

La Ley 1430 de 2011, por la cual se dictan normas tributarias de control lo mismo que para la competitividad, estableció la contribución, dictaminando a partir del 2012 que los usuarios industriales no serán sujetos del cobro de la contribución de solidaridad. Así mismo, el Gobierno establecerá cuál es el usuario industrial beneficiario del descuento y sujeto de dicha sobretasa. Tal reglamentación se hizo efectiva mediante los decretos 2915 de 2011, 4955 de 2011 y 2860 de 2013.

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

2.1.4.3 Sector de gas natural

2.1.4.3.1 Generalidades

La Ley 142 de 1994 definió el marco legal para la prestación de los servicios públicos domiciliarios, ámbito en el cual se define el gas natural como un servicio público y creó la

CREG como 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. No obstante, la normatividad y las competencias expresadas en el Código de Petróleos y en el Contrato de Asociación siguen rigiendo para las actividades de exploración, explotación y producción del gas natural y, por lo tanto, se encuentran por fuera del alcance de la regulación de la CREG. La regulación de la producción de gas natural la hace el MME y la administración de los recursos de gas la realiza mediante contratos la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH).

A partir de la promulgación de la Ley 142 de 1994 se presentaron cambios importantes en materia institucional y regulatoria, que han consolidado el desarrollo de la industria del gas natural en el país, logrando la incorporación de nuevas y cuantiosas inversiones en las diferentes actividades del sector, a través de diferentes agentes públicos y privados. Las empresas distribuidoras de gas natural comenzaron a ejercer su actividad bajo el régimen jurídico de esta ley, sin necesidad de la mediación de un contrato de concesión con la Nación, excepción aplicable solo a las áreas de servicio exclusivo para la distribución de gas natural por red. Con fundamento en la Ley 142 de 1994, la CREG definió el marco regulatorio del servicio de gas natural mediante la Resolución 057 de 1996.

2.1.4.3.2 Actividades del sector

La CREG definió el marco regulatorio del servicio de gas natural y estableció las siguientes actividades para la prestación del servicio de gas natural:

2.1.4.3.2.1 Comercialización desde la producción (suministro de gas natural)

Esta actividad consiste en la venta de gas natural, proveniente de los diferentes campos de producción ubicados en el territorio nacional, a los agentes comercializadores o usuarios no regulados que quieran acceder directamente al suministro de gas.

Mediante la Resolución 089 de 2013, la CREG modificó el mecanismo de comercialización vigente para mejorar la liquidez y la eficiencia del mercado primario y del mercado secundario de gas. Lo anterior a través de la definición de requisitos y estándares para los contratos, así como del gestor de mercado y algunas modificaciones al mercado secundario, incluyendo lo respectivo a los mecanismos úselo o véndalo de largo y corto plazo.

Para campos mayores a 30 Mpcd (miles de pies cúbicos diarios) se permite la negociación bilateral en caso de que el balance anual de oferta y demanda agregada que realice la UPME muestre sobreoferta en al menos tres de los cinco años del horizonte. En caso contrario, se realiza una subasta anual y simultánea en los puntos de entrada al sistema, y con productos estandarizados de 1 y 5 años.

Los tipos de contratos de suministro permitidos, tanto en el mercado primario como secundario, son firmes, firmeza condicionada, opción de compra de gas, opción de compra de gas contra exportaciones y de contingencia para demanda térmica y no térmica (según disposiciones de la Resolución CREG 062 de 2013). Los contratos con interrupciones serán permitidos hasta noviembre de 2014 y posteriormente se realizarán vía subasta mensual.

2.1.4.3.2.2 Transporte de gas natural

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

La actividad se considera un monopolio natural regulado en precio, calidad y acceso. La remuneración del servicio 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 SNT hasta el punto de salida de gas de cada agente comprador del servicio. La remuneración y estructura de cargos están establecidas en la Resolución CREG 126 de 2010. 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.

El mercado de transporte de gas natural es un mercado bilateral que se caracteriza por la negociación directa entre las partes, transportador y remitente, cerrando las transacciones de manera autónoma. Los contratos se rigen según la estandarización establecida en la Resolución CREG 089 de 2013.

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 071 de 1999.

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

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

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

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

Para las áreas de servicio no exclusivo, mediante Resolución 011 de 2003 la CREG estableció los criterios generales para remunerar las actividades de distribución y comercialización de gas combustible, así como las fórmulas tarifarias generales para la prestación del servicio público domiciliario de distribución de gas combustible por redes de tubería.

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

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

La canasta de tarifas se estructura con base en seis rangos de consumo y tiene un precio techo igual al 110% del cargo promedio aprobado por regulador, lo mismo que un cargo piso igual al costo medio de la red de media presión. El cargo techo se aplica al primer rango de consumo, que incluye a la totalidad de la demanda residencial y al sector comercio de bajo consumo. Los cargos de distribución y comercialización para cada mercado relevante de distribución son aprobados por la CREG mediante resolución particular y a solicitud de los agentes distribuidores.

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

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

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

También, mediante la resolución CREG 123 de 2013, se estableció el Reglamento de Comercialización del Servicio Público de Gas Natural, que contiene el conjunto de disposiciones que regulan los derechos y obligaciones de los comercializadores, así como los derechos y obligaciones de los usuarios no regulados cuando participan directamente en el mercado mayorista de gas natural.

2.1.4.3.3 Estructura tarifaria

Para el mercado regulado las empresas distribuidoras-comercializadoras que atienden el servicio de gas natural en áreas de servicio no exclusivas aplicaron, para el año 2013 y anteriores, la fórmula tarifaria establecida en la Resolución CREG 011 de 2003. Esta fórmula tarifaria permite a las empresas trasladar mensualmente el costo promedio

máximo unitario para compras y transporte de gas natural (G y T), además de los costos de distribución y comercialización (D y C) del mismo.

Para el mercado no regulado no se aprueba una fórmula tarifaria debido a que opera un régimen de libertad vigilada. No obstante, de igual forma que para el mercado regulado, se trasladan los costos de las componentes reguladas de transporte y distribución, así como las variables de compra y comercialización de gas; estas últimas de acuerdo con los precios resultantes de la negociación entre usuarios y comercializadores.

2.1.4.3.4 Régimen de subsidios y contribuciones

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

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

- Las tarifas para los usuarios de los estratos 1 y 2, en el rango del consumo de subsistencia (consumos inferiores a 20 m³/mes), de acuerdo con lo estipulado en la Ley 1117 de 2006, prorrogada por la Ley 1428 de 2010, no pueden tener incrementos mensuales superiores al Índice Precios al Consumidor final (IPC). Esto implica que cuando el costo unitario de prestación del servicio crece por encima de la inflación, la diferencia se constituye en un mayor subsidio para dichos 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 objeto de subsidio, a la vez que quedan exentos por ley del pago de contribución.
- Los estratos 5 y 6 contribuyen con un 20% sobre el valor del servicio.
- El comercio y la industria contribuyen con un 8.9% sobre el valor del servicio, con excepción de la generación de electricidad a base de gas, la industria petroquímica y de gas natural comprimido vehicular (GNCV), cuya contribución es de 0%.
- La Ley 1450 de 2011, Ley del Plan Nacional de Desarrollo 2010-2014, estableció que a partir del 2012 los usuarios industriales de gas natural domiciliario no serán objeto del cobro de la contribución de que trata la Ley 142 de 1994, y que el Gobierno Nacional reglamentará las condiciones necesarias para que los prestadores del servicio de gas natural domiciliario realicen un adecuado control entre las distintas clases de usuarios. Tal reglamentación se hizo efectiva mediante el Decreto 4956 del 30 de diciembre de 2011.
- La Ley 142 de 1994 estableció la obligatoriedad de crear en el MME el Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos (FSSRI). Este fondo se

financia con recursos provenientes de los excedentes que las empresas comercializadoras generen una vez efectúen el cruce entre subsidios y contribuciones en sus propios mercados. Si los recursos del fondo no son suficientes 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 de que esto no sea posible, las empresas de servicios públicos pueden tomar las medidas necesarias para que los usuarios cubran la totalidad del costo de prestación.

2.1.4.3.5 Integración del sector de gas natural

Mediante la Resolución 057 de 1996 se fijaron las normas de participación accionaria en el sector de gas natural, las cuales imponen límites a los agentes del sector. En tal sentido, 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 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 poseen participación accionaria en una distribuidora-comercializadora de gas natural.

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

2.1.4.3.6 Calidad del servicio de gas natural

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

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

2.1.4.4 Sector de las telecomunicaciones

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

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

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

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

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

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

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

- Cambios en la medición de la unidad de medida: hasta diciembre de 2005 hubo cargos por impulso y desde enero de 2006 el cargo se hace por minutos.
- Se crearon diferentes planes de minutos y se eliminó el cargo fijo para todos los estratos; el monto del plan será siempre consumible y el cliente tiene la opción de seleccionar el plan más adaptable a sus necesidades.
- El servicio de telefonía pública local básica conmutada tiene un sistema de subsidios y contribuciones; existe un consumo subsidiado para los estratos 1 y 2 de 200 minutos mensuales, la contribución es del 20% y se cobra a los estratos 5 y 6, a las empresas y

al sector industrial. A los estratos 3 y 4 se les cobra el costo de referencia, es decir, no cubre contribución ni recibe subsidio.

2.2 Normatividad para Guatemala

2.2.1 Aspectos generales

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

Con la Constitución Política como asidero legal, en 1996 se decretó la Ley General de Electricidad, por medio de la cual se establecieron las normas jurídicas fundamentales para facilitar la actuación de los diferentes sectores del sistema eléctrico.

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

Los principios de la Ley General de Electricidad son:

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

2.2.2 Entidades regulatorias

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

Ministerio de Energía y Minas

El Ministerio de Energía y Minas es el ente guatemalteco gubernamental más importante del sector eléctrico. Es responsable de hacer cumplir la Ley General de Electricidad y las

regulaciones relacionadas, lo mismo que de la coordinación de las políticas entre la CNEE y el AMM. Esta dependencia gubernamental también tiene la autoridad para otorgar permisos de autorización para la operación de las compañías de distribución, transmisión y generación.

Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE)

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

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

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

Administrador del Mercado Mayorista (AMM)

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

La Junta Directiva del AMM está compuesta de cinco miembros, electos por cada grupo de participantes del mercado mayorista de electricidad: generadores, distribuidores,

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

El AMM es responsable de:

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

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

2.2.3 Régimen tarifario

2.2.3.1 Tarifas de distribución

Según la Ley General de Electricidad y las regulaciones de la CNEE, una compañía de distribución carga a sus clientes regulares una tarifa que está compuesta por:

- Un cargo de electricidad, destinado al reembolso a la compañía de distribución por el costo de la electricidad y la capacidad que esta compra.
- Las tarifas de transmisión.
- Un cargo de Valor Agregado de Distribución (VAD) destinado a permitir que la compañía de distribución cubra sus gastos operativos, complete sus planes de gasto de capital y recupere sus costos de capital.

Aunque los precios por electricidad que se cobran a los grandes usuarios no son regulados por la CNEE, ellos deben pagar una tarifa regulada, igual al cargo de VAD aplicable por la entrega de electricidad a través de las instalaciones de una compañía de distribución.

2.2.3.2 Tarifa regulada

Quinquenalmente, la CNEE establece el Valor Agregado de Distribución para los clientes regulados, el cual se revisa trimestralmente, mientras que cada dos años se revisa el precio de la potencia y la energía. Actualmente, resultan afectadas las siguientes tarifas:

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

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

- Los clientes que contratan la compra de capacidad y electricidad solo durante horas de demanda pico que son entre las 18:00 y 22:00 h;
- Los clientes que contraten la compra de electricidad solamente fuera de las horas pico.
- Los clientes que contraten la compra de capacidad y electricidad durante cualquier hora del día.

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

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

2.2.3.3 Ajustes de tarifa

Los cargos VAD para cada compañía de distribución los establece la CNEE cada 5 años, con base en un estudio efectuado por un consultor contratado por la compañía, precalificado por la CNEE, y se calculan para igualar una anualidad sobre 30 años del valor de reposición neto del sistema de distribución, la cual 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%, conforme a 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 de 2003 se estableció en el momento de su privatización cuando también se fijaron cargos VAD nuevos, programados para establecerse en mayo 2008. Para el proceso de establecer los cargos VAD es necesario que la empresa de distribución cuente con un consultor aprobado por la CNEE para calcular los componentes de VAD (incluyendo el valor de reposición neto) que aplican para el sistema de distribución de la empresa. La CNEE también puede contratar un consultor para calcular VAD con aplicación al sistema de distribución de la empresa.

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

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

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

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

2.2.3.4 La tarifa social

En 2001, Guatemala promulgó la Ley de la Tarifa Social, la cual 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. Casi siempre el Instituto Nacional de Electrificación (INDE) ha sido el proveedor para esta tarifa. Aunque recientemente hay otros proveedores, el INDE sigue afectando el precio mediante un subsidio que paga a las distribuidoras para aquellos usuarios con consumos inferiores a los 300kWh-mes, diferenciando a los que consumen menos de 50kWh y menos de 100KWh-mes, con lo cual reduce la tarifa base aplicable a estos clientes.

2.2.3.5 Peajes de transmisión

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

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

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

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

Las cuotas de transmisión para el sistema de transmisión primario se revisan cada dos años, y la práctica habitual ha sido que asimismo se actualiza el sistema de transmisión secundario.

Las cuotas de transmisión para el uso del sistema de transmisión primario y secundario son liquidadas en el propio Mercado Mayorista.

2.2.3.6 Mercado mayorista de electricidad y de capacidad

El Mercado Mayorista guatemalteco es de “fronteras abiertas”, con lo cual permite a los participantes del mercado comprar electricidad y capacidad a los generadores y vender a clientes dentro y fuera de Guatemala. Entre las partes que pueden participar en el mercado mayorista de electricidad y de capacidad se incluyen:

- Instalaciones de generación con una capacidad instalada de más de 10 MW.
- Compañías de distribución con 20,000 clientes o más.
- Compañías de transmisión con un sistema conectado a plantas con una capacidad de más de 10 MW.
- Agentes de electricidad que compren o vendan 10 MW más incluyendo importadores, exportadores y grandes usuarios.

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

Los participantes en el mercado mayorista también pueden comercializar transacciones de capacidad (Potencia es el término más empleado en Guatemala), 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, basándose en el costo teórico de la instalación de capacidad eficiente de generación.

2.2.3.7 Operación del sistema de electricidad nacional

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

El AMM debe programar el despacho de electricidad para garantizar la cobertura de los requerimientos de electricidad a un costo mínimo dentro de las prioridades que definen la calidad y seguridad del servicio, particularmente los requerimientos de los servicios suplementarios, tales como la regulación de la frecuencia, la tensión, el control reactivo y la reserva, entre otros. El AMM despacha la electricidad adquirida en el mercado del momento, de acuerdo con los niveles eficientes de los generadores que ofrecen electricidad.

2.3 Normatividad para El Salvador

2.3.1 Aspectos generales

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

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

2.3.2 Marco regulatorio

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

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

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

El Mercado Mayorista de Electricidad (MME) de El Salvador, a través del sistema de transmisión nacional (red de tensión de 115,000 voltios o mayor), permite que participen directamente en las transacciones de energía todos los agentes o participantes del mercado (PM) que tengan una conexión directa con el sistema de transmisión. Estos PM pueden ser generadores, distribuidores o usuarios finales. También existe la disponibilidad para que otros agentes que no tienen conexión con la red de transmisión puedan participar indirectamente en el mercado, bajo la figura de comercializadores, de acuerdo con la normativa especial que al respecto ha desarrollado el ente regulador, SIGET.

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

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

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

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

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

2.3.3 Entidades regulatorias

2.3.3.1 Mercado eléctrico nacional

Ministerio de Economía (MINEC)

Institución del gobierno central cuya finalidad consiste en la promoción del desarrollo económico y social mediante el incremento de la producción, la productividad y la racional utilización de los recursos. Tiene entre sus responsabilidades definir la política comercial del país y el seguimiento e impulso a la integración económica centroamericana.

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

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

Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET)

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

Unidad de Transacciones (UT)

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

Ministerio de Medio Ambiente y Recursos Naturales (MARN)

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

Mercado de Contratos (MC)

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

Mercado Regulador del Sistema (MRS)

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

Consejo Nacional de Energía (CNE)

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

Elabora, propone, coordina y ejecuta las políticas, programas, proyectos y acciones que permiten un eficiente funcionamiento del sector, teniendo en cuenta las actividades de generación, transporte y distribución, que deben reflejarse en bienestar para la sociedad.

Además, analiza la problemática energética actual y propone medidas de corto, mediano y largo plazo, tendientes al uso eficiente de la energía, propone a los órganos del gobierno y al sector privado las acciones necesarias para el logro de las medidas que se decida implementar, entre otras funciones. A partir del año 2010 realiza las funciones de la dirección de energía eléctrica del MINEC.

2.3.3.2 Mercado Eléctrico Regional (MER)

Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE)

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

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

Ente Operador Regional (EOR)

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

2.3.4 Régimen tarifario

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

El cargo de comercialización y el cargo de distribución son aprobados para períodos tarifarios de cinco años, durante los cuales son indexados anualmente con el comportamiento de la variación del índice de precios al consumidor (IPC). El cargo de distribución se indexa anualmente con el 50% del IPC, mientras que el cargo de comercialización es con el 100% del IPC. De conformidad con la normativa, el cargo de la energía se ajusta automáticamente cada tres meses con el comportamiento del costo de abastecimiento de la energía de la distribuidora durante los tres meses anteriores. Dicho costo tiene en cuenta los costos de compra de energía de los contratos de largo plazo transferibles a tarifa suscritos por las distribuidoras y sus compras al mercado spot.

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

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

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

2.3.5 Régimen de subvenciones y contribuciones

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

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

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

2.3.6 Normatividad específica

- Ley de creación de la Superintendencia de Electricidad y Telecomunicaciones.
- Reglamento de ley de creación de la Superintendencia de Electricidad y Telecomunicaciones.
- Ley General de Electricidad.
- Reglamento de la Ley General de Electricidad.
- Normas para la determinación de los cargos de distribución y comercialización.
- Normas de calidad del servicio de los sistemas de distribución: tienen por objeto regular los índices e indicadores de referencia de calidad con los cuales las empresas distribuidoras de energía eléctrica suministran los servicios de energía eléctrica a los usuarios de la red de distribución.

- Reglamento de operación del sistema de transmisión y del mercado mayorista: normas y procedimientos para la operación del sistema de transmisión y para la administración de las transacciones del mercado mayorista de energía eléctrica en El Salvador.
- Reglamento de operación del sistema de transmisión y del mercado mayorista basado en costos de producción: contiene las normas y procedimientos para la operación del sistema de transmisión y para la administración de las transacciones del mercado mayorista de energía eléctrica de El Salvador.
- Reglamento aplicable a las actividades de comercialización: tiene por objeto desarrollar las normas tendientes a promover la competencia en materia de comercialización de energía eléctrica.

2.4 Normatividad para Panamá

2.4.1 Aspectos generales

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

2.4.2 Marco regulatorio

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

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

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

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

2.4.2.1 Régimen regulatorio

Está compuesto principalmente por las siguientes normas:

- Ley 6 de 3 de febrero de 1997. Dicta el marco regulatorio e institucional para la prestación del servicio público de electricidad. Establece el régimen al que se sujetarán las actividades de distribución, generación, transmisión y comercialización de energía eléctrica.
- Decreto Ley 10 del 26 de febrero de 1998. Modifica la Ley 6 de 1997, en lo relativo a las funciones del regulador, las modalidades de las empresas para participar en el sector eléctrico, las restricciones en distribución y generación, la actualización de las tarifas y el costo reconocido por compras en bloque.
- Decreto Ejecutivo 22 del 19 de junio de 1998. Reglamentó la Ley 6 de 1997.
- Ley 57 de 13 de octubre de 2009. Se efectúan varias modificaciones a la Ley 6 de 1997, entre las cuales figuran: la obligación de las empresas generadoras a participar en los procesos de compra de energía o potencia, la obligatoriedad a la Empresa de Transmisión Eléctrica S. A. (ETESA) de comprar energía en representación de las distribuidoras, y el aumento en las multas que puede imponer el regulador hasta \$20 millones de balboas, al tiempo que establece el derecho de los clientes de abstenerse de pagar por la porción que reclamen y otorga un plazo de 30 días para reclamar ante el regulador en caso de no estar satisfechos con la respuesta dada por la distribuidora.
- Ley 51 de 29 de septiembre de 2010, mediante la cual se crea la autoridad de aseo urbano y domiciliario y se modifican ciertos artículos de la Ley 6 de 1997, a fin de hacer obligatorio el cobro de la tasa de aseo a través de las facturas de electricidad.
- Ley 65 del 26 de octubre de 2010. A través de esta Ley se adicionan dos artículos (el 140-A y el 140-B) a la Ley 6 de 1997, a través de los cuales se establece que si el Estado requiere la remoción o reubicación de infraestructura eléctrica, las empresas deberán proceder con la solicitud dentro del plazo que se establezca en la reglamentación de dicho artículo. Por su parte, el Artículo 140-B indica que si la empresa no cumple con la reubicación en el plazo estipulado se podrá remover libremente la infraestructura a costo de la empresa.
- Ley 58 del 30 de mayo de 2011. Se modifican los artículos relativos a electrificación rural, entre los cuales están: la modificación del cálculo del subsidio que debe pagar la Oficina de Electrificación Rural (OER) a las distribuidoras por un período de 4 años

(antes se pagaba a 20 años) y la creación de un fondo de electrificación rural por 4 años, que estará conformado por los aportes de los agentes del mercado que vendan energía eléctrica y no excederá del 1% de su utilidad neta antes de impuestos.

- Ley 68 de 1 de septiembre de 2011. A través de esta Ley se establece la obligación de las distribuidoras de contestar los reclamos en 15 días calendario. De igual forma se establece, como una función de la ASEP, elaborar y aprobar una tabla de indemnizaciones aplicable a casos de daños ocasionados a los clientes. También se establece a la ASEP un plazo de 30 días calendario para resolver los reclamos de los clientes y de 15 días para resolver los recursos de reconsideración y apelación. Por otro lado, se agrega un parágrafo al Artículo 95 de la Ley 6 sobre electrificación rural, que define “área no concesionada” como la distancia que exceda de un kilómetro, en línea recta, desde el último poste del área de concesión.
- Decreto Ejecutivo 247 y 297 de 2012. Reglamentó la Ley 65 del 26 de octubre de 2010, estableciendo plazos y mecanismos para la reubicación de utilidades públicas.
- Ley 15 de 26 de abril de 2012. Establece una tasa para cubrir los costos de soterramiento del cableado e infraestructura de los servicios de telecomunicaciones y de televisión pagada. Las empresas de distribución de la zona que se va a soterrar como parte del plan establecido, son las unidades gestoras de la tramitación de las ofertas y/o pliegos de cargos y la conducción de las convocatorias de los actos relacionados para la contratación de las personas que realizarán la ejecución de los planes en las áreas que se incluyan.
- La Ley 43 del 9 de agosto de 2012 modifica la Ley 6, incluyendo la figura de Pliego de Cargos especiales, a fin de hacer factible la compra de potencia y/o energía con base en la tecnología de generación. Por otro lado, se le adjudica como una nueva función a la ASEP el determinar los criterios y procedimientos para el cumplimiento del Artículo 47 de la Ley 6, el cual trata sobre el proceso de renovación de la concesión para distribución.

2.4.2.2 Regulación del sector de distribución

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

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

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

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

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

2.4.3 Régimen de subvenciones y contribuciones

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

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

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

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

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

- **Fondo de Compensación Energética (FACE):** El FACE se crea a través de la Resolución de Gabinete No.174 de 8 de noviembre de 2011, la cual aprobó la constitución de un Contrato de Fideicomiso para la constitución de un fondo que tiene como objetivo compensar a las empresas distribuidoras de energía eléctrica por los montos dejados de percibir a través de la actualización de las tarifas eléctricas, debido al compromiso adquirido por el Estado de mitigar el traspaso de la inflación importada al país mediante los incrementos en los precios de los combustibles. El Contrato de Fideicomiso prevé que en los períodos en los cuales las tarifas presentadas por las empresas distribuidoras de energía eléctrica y verificadas por la ASEP resulten superiores a la tarifa vigente aplicada a los clientes del semestre anterior, se utilizará el FACE para compensar esos aumentos; en el caso contrario, la diferencia será devuelta al FACE para compensar los desembolsos realizados durante los períodos tarifarios anteriores.

2.4.4 Entidades regulatorias

La Secretaría de Energía

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

La Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP)

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

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

Las responsabilidades de la ASEP incluyen:

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

Los costos de operación de la ASEP son cubiertos con varias fuentes, incluyendo una tasa de control y vigilancia que se cobra a todos los participantes del sector eléctrico. Esta tasa no puede exceder el 1% de los ingresos brutos que se generan en el sector durante el año anterior y la misma no puede ser transferida a los consumidores. El cobro de esta tasa se hace de forma mensual y cada empresa paga el porcentaje definido por la ASEP sobre los ingresos de clientes regulados y no regulados, menos los montos pagados por la compañía

a otros proveedores de servicios para cubrir costos de energía y transmisión. En el año 2012 este porcentaje fue fijado en 0.73% (2011 – 0.59%) y para el 2013 es de 0.78%.

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

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

El Centro Nacional de Despacho (CND)

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

La Oficina de Electrificación Rural (OER)

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

2.4.5 Restricciones

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

Distribución:

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

Generación:

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

Transmisión:

- Controlado 100% por el Estado.

2.5 Normatividad para Chile

2.5.1 Aspectos generales

En el mercado eléctrico chileno se identifican las actividades de generación, transmisión y distribución, reguladas por la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE).

En Chile existen cuatro sistemas eléctricos interconectados: el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) que cubre el territorio comprendido entre las ciudades de Arica y Antofagasta, con un 28.06% de la capacidad instalada en el país; el Sistema Interconectado Central (SIC) que se extiende entre las localidades de Taltal y Chiloé, con un 71.03% de la capacidad instalada en el país; el Sistema de Aysén que atiende el consumo de la Región XI, con un 0.29% de la capacidad; y el Sistema de Magallanes que abastece la Región XII, con un 0.62% de la capacidad instalada en el país.

Las reformas en el sector eléctrico chileno comenzaron en el año 1978 con la creación de la Comisión Nacional de Energía y se formalizaron con la aprobación de la Ley Eléctrica en 1982. Por la privatización del sector en Chile, a partir de 1980, no hay participación del Estado.

2.5.2 Marco regulatorio

De acuerdo con la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE), la Comisión Nacional de Energía es la autoridad competente para calcular las tarifas mediante los informes técnicos de fijación de precio de nudo, que posteriormente son establecidos por decreto del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción. La legislación vigente establece como premisa básica que las tarifas deben representar los costos reales de generación, transmisión y distribución de electricidad para que se pueda obtener un desarrollo óptimo de los sistemas eléctricos.

Existe libertad de precios en aquellos segmentos donde hay condiciones de competencia. Es el caso del suministro a usuarios finales cuya potencia conectada es superior a 2,000 kW (*Cliente Libre*), bajo la suposición de que ellos tienen una mayor capacidad negociadora y, por lo tanto, más posibilidad de proveerse de electricidad mediante otras formas. Por el contrario, la ley regula los precios del suministro a usuarios finales cuya potencia conectada es inferior o igual a 2,000 kW (*Cliente Regulado*), dado que este mercado presenta características de monopolio natural.

Adicionalmente, los clientes que tienen una potencia conectada mayor a 500 kW se encuentran facultados para optar entre la tarifa regulada y una de precio libre, después de un período mínimo de permanencia de 4 años en el régimen que hayan escogido y comunicando su cambio con al menos 12 meses de anticipación.

En los sistemas eléctricos cuyo tamaño es superior a 1,500 kW de capacidad instalada de generación, la ley distingue dos niveles de precios sujetos a fijación: los precios a nivel de generación – transporte (precios de nudo) y los precios a nivel de distribución.

El precio que las empresas distribuidoras pueden cobrar a usuarios ubicados en su zona de distribución, por efectuar el servicio de distribución de electricidad, está determinado por la sumatoria del precio de nudo, el VAD (Valor Agregado de Distribución) y un cargo único o peaje por concepto del uso del sistema de transmisión troncal, de tal modo que el precio resultante de suministro corresponda al costo de la utilización por parte del usuario de los recursos a nivel producción-transporte y distribución.

El VAD representa el pago a la empresa distribuidora por sus costos estándares de inversión, operación y mantenimiento, sus costos fijos de administración, facturación y atención al usuario, y sus pérdidas medias de distribución en potencia y energía.

Tanto el precio de nudo como el VAD son regulados. Por un lado, el precio de nudo se fija semestralmente, en los meses de abril y octubre de cada año, a través de un informe técnico de la CNE, mediante decreto del Ministerio de Economía. Por el otro lado, el VAD es establecido de acuerdo con fórmulas de cálculo fijadas cada cuatro años, por el Ministerio de Economía, previo Informe Técnico de la CNE.

El Decreto N° 276 de 2004 contiene las distintas opciones tarifarias a las que puede acceder un usuario final, dependiendo de sus características de consumo, potencia y tipo de medición instalada. Los usuarios pueden elegir libremente la opción tarifaria que más les convenga, por un plazo mínimo de un año, al cabo del cual pueden modificarla o mantenerla. Las empresas concesionarias de distribución eléctrica están obligadas a aceptar la opción tarifaria de cada cliente.

Con el fin de incentivar la inversión y asegurar el acceso al servicio eléctrico a toda persona que lo requiera, el sistema regulatorio está diseñado para proporcionar al conjunto agregado de las instalaciones de distribución de las empresas concesionarias una tasa de rentabilidad económica razonable sobre la inversión y que no puede diferir en más de cuatro puntos de la tasa de actualización de 10% real anual.

De esta forma, una vez determinadas las tarifas preliminares, la Comisión verifica anualmente que con los ingresos y costos de explotación reales, la rentabilidad anual de la industria de distribución se mantenga entre el 5% y 15%, durante el período de vigencia de las opciones tarifarias.

2.5.2.1 Régimen regulatorio

El marco legal del sector eléctrico chileno está conformado principalmente por:

- Ley N° 20.402 de 2009. Crea el Ministerio de Energía, estableciendo modificaciones al Decreto Ley N° 2.224 y a otros cuerpos legales.
- Ley 20.257 de 2008. Introduce modificaciones a la Ley General de Servicios Eléctricos – LGSE – en cuanto a la generación de energía eléctrica con fuentes de energías renovables no convencionales.

- Decreto con Fuerza de Ley N° 4 DFL N° 4 de 2007. Aprueba modificaciones al Decreto con Fuerza de Ley N° 1 de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos, en materia de energía eléctrica.
- Decreto con Fuerza de Ley N° 1 DFL N° 1 de 1982. La Ley General de Servicios Eléctricos establece las disposiciones fundamentales para el desarrollo de la actividad económica en la industria eléctrica. Sólo puede ser modificado en el Congreso Nacional y sus modificaciones más relevantes son las que se aplican mediante la Ley N° 19.940 de 2004 (Ley Corta I), que reformó el marco regulatorio de la Transmisión, y la Ley N° 20.018 de 2005 (Ley Corta II), que reformó el régimen de comercialización entre generadores y distribuidores para el suministro de los clientes regulados. Los reglamentos, por su parte, son elaborados por los organismos sectoriales del Poder Ejecutivo y deben someterse a las disposiciones establecidas en la Ley.

2.5.2.2 Regulación del sector de distribución

La distribución se define como aquella actividad que realiza el transporte de potencia y energía eléctrica a niveles de voltaje de 23 KV o menos, y se encarga del suministro de energía a consumidores cuya potencia conectada es inferior o igual a los 2,000 KW o que opten por suscribir un contrato libre.

Las empresas concesionarias de servicio público de distribución prestan básicamente tres servicios: transporte y comercialización de electricidad a consumidores dentro de su área de concesión, otros servicios asociados provistos a los propios clientes de la distribuidora, y transporte a otras empresas que comercializan energía y potencia en el mercado que se encuentra dentro del área de concesión.

Dado que en Chile la distribución de electricidad constituye un monopolio natural, el Estado establece precios regulados para los suministros a clientes finales. Todas las materias relacionadas con la operación y explotación de las instalaciones eléctricas destinadas al servicio público de distribución están reguladas por la Ley General de Servicios Eléctricos, por su Reglamento y por leyes modificatorias (Ley 19.940 de marzo de 2004 - Ley Corta I y Ley 20.018 de mayo de 2005 - Ley Corta II). Las características más relevantes que contemplan estas disposiciones se resumen a continuación:

- La distribución de electricidad en Chile dentro de una zona determinada puede realizarse mediante Concesión de Servicio Público.
- La concesión puede ser provisional, en cuyo caso se solicita directamente a la Superintendencia, o definitiva, en cuyo caso debe ser solicitada al Presidente de la República por intermedio del Ministro de Economía, Fomento y Reconstrucción.
- No se concede exclusividad en distribución. Un nuevo distribuidor puede solicitar y obtener una nueva concesión en parte o en la totalidad del territorio ya concesionado.
- Las empresas distribuidoras concesionarias deben proporcionar suministro a quien se lo solicite dentro de su zona de concesión, o a quien se conecte a ella a través de línea propias o de terceros, cumpliendo con la normativa técnica de calidad y seguridad de servicio.
- Las concesionarias de distribución deben asegurar permanentemente el suministro de energía, de modo que puedan satisfacer el total del consumo proyectado de sus consumidores regulados para un horizonte de por lo menos tres años, por lo cual deben licitar previamente el suministro que no puedan abastecer por generación propia (Ley Corta II).

- Los contratos de suministro futuro de energía serán adjudicados a las generadoras que, en licitaciones públicas, abiertas, no discriminatorias, transparentes y competitivas en precios, ofrezcan abastecer al menor precio (Ley Corta II).
- La Ley General de Servicios Eléctricos contiene las normas para la fijación de precios o tarifas máximas para clientes regulados, cuya vigencia es por cuatro años.
- Las distribuidoras deberán traspasar directamente a sus clientes regulados finales el precio promedio de adjudicación de sus contratos, en lugar del precio nudo fijado por la autoridad (Ley Corta II)
- Los clientes no sujetos a fijación de precios de las empresas distribuidoras mantienen contratos de largo plazo en los que el precio del servicio es establecido libremente por las partes.

2.5.3 Régimen de subvenciones y contribuciones

La Ley N° 20.040 regula lo relativo a subsidios por consumo de electricidad. Según esta disposición, si dentro de un período igual o menor a 6 meses las tarifas eléctricas para usuarios residenciales, urbanos y rurales, registran un incremento real acumulado igual o superior a 5%, el Presidente de la República, mediante decreto supremo expedido a través del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, podrá establecer un subsidio transitorio al pago del consumo de energía eléctrica que favorecerá a usuarios residenciales de escasos recursos que se encuentren al día en el pago de las cuentas.

El subsidio será descontado por las empresas concesionarias de servicio público de distribución a sus respectivos clientes beneficiarios del mismo. Las empresas concesionarias del servicio público de distribución deberán acreditar ante la Superintendencia de Electricidad y Combustibles los montos descontados para que este organismo autorice el pago del monto respectivo.

2.5.4 Entidades regulatorias

Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción

Diseña y monitorea la implementación de políticas públicas que afecten la competitividad del país. Sus principales ejes de acción están relacionados con el diseño y promoción de las Políticas de Innovación y Emprendimiento.

Ministerio de Energía

Es el órgano superior de colaboración del Presidente de la República en las funciones de gobierno y administración del sector de energía. Este organismo público es el responsable de determinar los planes, políticas y normas para el desarrollo del sector eléctrico. Además otorga concesiones para centrales hidroeléctricas, líneas de transmisión, subestaciones y zonas de distribución eléctrica. Del Ministerio de Energía depende la Comisión Nacional de Energía (CNE).

Comisión Nacional de Energía (CNE)

La Comisión Nacional de Energía (CNE) es un organismo público y descentralizado, con patrimonio propio y plena capacidad para adquirir y ejercer derechos y obligaciones, que se relaciona con el Presidente de la República por intermedio del Ministerio de Energía.

En particular, la Comisión Nacional de Energía conduce los procesos de fijación de tarifas a las empresas de electricidad y gas de red. Es responsable de diseñar normas técnicas y calcular los precios regulados establecidos en la Ley. Igualmente monitorea y proyecta el funcionamiento actual y esperado del sector energético, mediante la generación del plan de obras, que constituye una guía indicativa para la expansión del sistema a diez años. Asimismo, propone al Ministerio de Energía las normas legales y reglamentarias que se requieran en las materias de su competencia.

Finalmente asesora al Gobierno, por intermedio del Ministerio de Energía, en todas aquellas materias vinculadas al sector energético para su mejor desarrollo. El marco institucional de la CNE es el Decreto de Ley 2.224 del 25 de mayo de 1978, modificado por la Ley 20.402.

Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC)

Es el órgano público que tiene por misión vigilar la adecuada operación de los servicios de electricidad, gas y combustibles, en términos de su seguridad, calidad y precio. Además de fijar los estándares técnicos, el objetivo de la SEC es fiscalizar y supervigilar el cumplimiento de las disposiciones legales y reglamentarias sobre generación, producción, almacenamiento, transporte y distribución de combustibles líquidos, gas y electricidad, para verificar que la calidad de los servicios que se presten a los usuarios sea la señalada en dichas disposiciones y normas técnicas y que las operaciones y el uso de los recursos energéticos no constituyan peligro para las personas o sus cosas. El marco institucional de la SEC es la Ley 18.410 de 1985, modificada por la Ley 20.402.

Centro Económico de Despacho de Carga (SIC)

El CDEC-SIC es el organismo encargado de coordinar y determinar la operación de las instalaciones del SIC, incluyendo centrales generadoras, líneas y subestaciones del sistema de transmisión y barras de consumo de clientes libres. Entre sus funciones se encuentran velar por la seguridad del servicio en el sistema eléctrico, garantizar la operación más económica del conjunto de las instalaciones del sistema eléctrico y garantizar el derecho a servidumbre sobre los sistemas de transmisión establecidos mediante decreto de concesión eléctrica. El CDEC-SIC está integrado por las generadoras, transmisoras y clientes libres que operan en el SIC, y son sus integrantes las que lo financian. El marco institucional de los CDEC es el Decreto 291.

Centro de Despacho Económico de Carga (SING)

El CDEC - SING es el organismo encargado de coordinar y determinar la operación de las instalaciones del SING. Es análogo al CDEC-SIC.

Panel de Expertos

Es un órgano integrado por profesionales de amplia trayectoria cuya función es pronunciarse, mediante dictámenes de efecto vinculante, sobre discrepancias y conflictos que se susciten con motivo de la aplicación de la legislación eléctrica y que empresas del sector sometan a su decisión. El panel lo financian las empresas generadoras, transmisoras y distribuidoras. Las materias sobre las cuales el panel tiene competencia así

como su marco institucional se recogen en el título VI de la Ley General de Servicios Eléctricos.

2.5.5 Restricciones y límites

Algunos límites que contempla la regulación chilena son:

- **Objeto social restringido:** las empresas que posean concesiones de servicio público de distribución sólo podrán destinar sus instalaciones de distribución al servicio público y al alumbrado público.
- **Separación de empresas:** las empresas operadoras o propietarias de los sistemas de transmisión troncal deberán estar constituidas como sociedades anónimas abiertas. Estas sociedades no podrán dedicarse, por sí, ni a través de personas naturales o jurídicas relacionadas, a actividades que comprendan la generación o distribución de electricidad. El desarrollo de otras actividades, que no comprendan las señaladas precedentemente, sólo podrán llevarlas a cabo a través de sociedades anónimas filiales o coligadas.
- **Limitación a participación:** La participación individual de empresas que operan en cualquier otro segmento del sistema eléctrico, o de los usuarios no sometidos a fijación de precios en el sistema de transmisión troncal, no podrá exceder, directa o indirectamente, del 8% del valor de inversión total del sistema de transmisión troncal.

Adicionalmente, la participación conjunta de empresas generadoras, distribuidoras y del grupo de usuarios no sometidos a fijación de precios, en el sistema de transmisión troncal, no podrá exceder del 40% del valor de inversión total del sistema troncal.

Estas limitaciones a la propiedad se extienden a grupos empresariales o personas jurídicas o naturales que formen parte de empresas de transmisión o que tengan acuerdos de actuación conjunta con las empresas transmisoras, generadoras y distribuidoras.

Los propietarios de las instalaciones construidas con anterioridad a que sean definidas como pertenecientes al sistema troncal podrán mantener la propiedad de dichas instalaciones y no se les aplicarán los límites de propiedad, pudiendo sobrepasar los porcentajes del 8% y 40% ya señalados.

2.6 Normatividad para México (Saneamiento)

2.6.1 Marco regulatorio

El marco jurídico que regula la prestación de los servicios de agua potable, drenaje, alcantarillado, tratamiento y disposición de las aguas residuales, ha sufrido transformaciones como consecuencia de las reformas al Artículo 115 constitucional y a partir de las políticas adoptadas recientemente en materia de contratación de deuda pública y otorgamiento de garantías para su repago. Dentro de estos se destacan:

- Fortalecer el criterio descentralizador al asignar a los municipios la responsabilidad primaria de los servicios de agua y saneamiento, con el apoyo subsidiario de los gobiernos estatales, a petición expresa de los ayuntamientos.
- Resolver el vacío jurídico al incluir los servicios de tratamiento y disposición de aguas residuales, genéricamente denominados como saneamiento, con lo que, entre otras cosas, se establece una base jurídica sólida para el cobro de estos servicios.
- Establecer el principio de autonomía hacendaria para los municipios, sin excesos de discrecionalidad, lo que entre otras cosas, impulsa la posibilidad de alinear los costos específicos de los servicios y recuperarlos mediante tarifas determinadas (Ley de Cuotas y Tarifas de cada municipio).
- Número de dependencias y entidades del sector público federal y estatal, y aun del municipal.
- Instaurar que los ayuntamientos propondrán a las legislaturas estatales las cuotas y tarifas aplicables. De acuerdo con la norma constitucional, las legislaturas de los estados aprobarán las leyes de ingresos de los municipios, revisarán y fiscalizarán sus cuentas públicas. Los ayuntamientos aprobarán los presupuestos de egresos con base en sus ingresos disponibles.

Dentro del régimen constitucional se destaca lo dispuesto en el **Artículo 117 constitucional**, que establece que los estados no pueden, en ningún caso:

“Contraer directa o indirectamente obligaciones o empréstitos con gobiernos de otras naciones, con sociedades o particulares extranjeros, o cuando deban pagarse en moneda extranjera o fuera del territorio nacional”. En el mismo artículo se señala que: “Los estados y los municipios no podrán contraer obligaciones o empréstitos sino cuando se destinen a inversiones públicas productivas, inclusive los que contraigan organismos descentralizados y empresas públicas, conforme a las bases que establezcan las legislaturas en una ley y por los conceptos y hasta por los montos que las mismas fijen anualmente en los respectivos presupuestos. Los ejecutivos informarán de su ejercicio al rendir la cuenta pública”.

2.6.2 Régimen regulatorio

En el ámbito estatal, cada una de las 32 entidades federativas tiene sus respectivas leyes de agua, con propósitos sensiblemente iguales, a pesar de las diversas denominaciones. Las modificaciones a la legislación estatal asociada a la prestación de los servicios de agua y saneamiento derivaron principalmente de una serie de iniciativas impulsadas por la Comisión Nacional de Aguas (CNA) en la década de los noventa.

Así se resume la evolución que desde entonces y hasta principios de la presente década ha experimentado el régimen legal estatal en materia de agua y saneamiento:

- Reformas de 1983 al Artículo 115 constitucional, con las que se ratificó y fortaleció el carácter municipal de los servicios de agua y saneamiento, lo que obligó a orientar el papel de las autoridades estatales en esta materia para asignarles un papel subsidiario y en alguna medida regulatorio.

- Políticas gubernamentales establecidas para promover la creación de organismos descentralizados (decretos de creación) de la Administración Municipal, con la capacidad técnica y la autonomía administrativa y financiera necesarias para la provisión eficiente de los servicios, junto con la introducción de esquemas de participación del sector privado.
- Mayor participación de las autoridades estatales en la administración de las aguas nacionales, mediante convenios que, conforme a lo previsto en el Artículo 116 constitucional, puede suscribir la federación con los gobiernos de los estados, a efecto de que estos últimos lleven a cabo o ejerzan distintas tareas o atribuciones, de exclusiva competencia del gobierno federal. Esta posibilidad se reforzó aún más con las reformas y adiciones a la Ley de Aguas Nacionales que entraron en vigor en 2004.

Las primeras leyes formuladas bajo la concepción de organismos operadores descentralizados se han ajustado paulatinamente, en esencia, para fortalecer la participación ciudadana en los órganos de gobierno y abrir caminos a la participación del sector privado en la prestación de los servicios, así como para perfeccionar los mecanismos y procedimientos para determinar las cuotas y tarifas asociadas al cobro de los servicios de agua potable y saneamiento.

2.6.3 Regulación del sector de distribución de agua potable y saneamiento

Prestación de servicios: En todos los estados involucrados se establece que estos servicios se presten mediante **organismos públicos descentralizados** de la Administración Pública Municipal.

En las leyes de aguas se plantean las bases para que los sectores social y privado puedan participar en la prestación de los servicios. En especial, en las legislaciones se detalla la forma en que el gobierno estatal, por medio de sus respectivas Comisiones Estatales de Agua, puedan intervenir en la prestación de los servicios.

Autonomía: se otorga la mayor autonomía a las Comisiones Estatales de Agua y, a su vez, a los Organismos Operadores de Agua.

Las disposiciones legales emitidas por CONAGUA se refieren a la constitución y funcionamiento de los organismos operadores constituidos como organismos descentralizados de la administración pública municipal. En los aspectos relevantes se incluyen:

- Organismos operadores municipales (centrales o descentralizados).
- Organismos operadores intermunicipales.
- La correspondiente comisión estatal de agua.
- Distintas formas de organización del sector social o del sector privado distinto de un organismo público descentralizado.

2.6.4 Régimen de subvenciones y contribuciones

Contribuciones: al establecer el cobro de los servicios (agua potable, saneamiento y alcantarillado) bajo la figura de una contribución fiscal (derechos), las propuestas tarifarias

deben ser incorporadas a las leyes de ingresos municipales. Todo esto al margen de que las mismas leyes (que no pueden estar por encima de las disposiciones constitucionales) otorguen a los órganos de gobierno de los organismos operadores la facultad de establecer las cuotas y tarifas *para cobrar los servicios*.

Subsidios: mediante los programas que operan distintas dependencias del Gobierno Federal (CONAGUA), los gobiernos estatales y los municipios, los subsidios están sujetos, en primer lugar, a la disponibilidad de recursos presupuestales que resultan de los procesos establecidos para tal efecto, mediante la gestión oportuna de las dependencias estatales correspondientes, soportadas con proyectos debidamente integrados (Agua Potable, Alcantarillado y Saneamiento en Zonas Urbanas (APAZU), Programa para la Construcción y Rehabilitación de Sistemas de Agua Potable y Saneamiento en Zonas Rurales (PROSSAPYS) Programa de Devolución de Derechos (PRODDER) y Programa para el Tratamiento de Aguas Residuales (PROTAR).

Al usuario: directamente, a través de los Organismos Operadores de Agua Municipales.

- Eliminar el 100% de multas y recargos al pagar la totalidad del año de consumo.
- 50% a jubilados y personas de la tercera edad.
- Del 8% al 12% por pago anual anticipado.

2.6.5 Entidades regulatorias

SEMARNAT: en los diferentes ámbitos de la sociedad y de la función pública incorpora criterios e instrumentos que aseguren la óptima protección, conservación y aprovechamiento de los recursos naturales del país, conformando así una política ambiental integral e incluyente que permita alcanzar el desarrollo sustentable, siempre que no estén encomendados expresamente a otra dependencia; así mismo, en materia de ecología, saneamiento ambiental, agua, regulación ambiental del desarrollo urbano y de la actividad pesquera, con la participación que corresponda a otras dependencias y entidades.

CONAGUA: con la participación de la sociedad, administra y preserva las aguas nacionales, para lograr el uso sustentable del recurso con la corresponsabilidad de los tres órdenes de gobierno y la sociedad en general. Se constituye en autoridad con calidad técnica y promotora de los órdenes de gobierno en la gestión integrada del recurso hídrico y sus bienes públicos inherentes, y protege los cuerpos de agua para garantizar un desarrollo sustentable y preservar el medio ambiente.

SEDESOL: Define los compromisos de la administración para avanzar en el logro de un efectivo desarrollo social. Formula y coordina la política social solidaria y subsidiaria del gobierno federal, orientada hacia el bien común, y la ejecuta en forma corresponsable con la sociedad.

2.6.6 Restricciones

De acuerdo con la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, Artículo 27, "la propiedad de las tierras y aguas comprendidas dentro de los límites del territorio nacional, corresponde originariamente a la Nación, la cual ha tenido y tiene el derecho de transmitir el dominio de ellas a los particulares, constituyendo la propiedad privada". Las

expropiaciones sólo podrán hacerse por causa de utilidad pública y mediante indemnización.

Nota 3 Revisoría fiscal

Empresas Públicas de Medellín E.S.P. no está obligada a tener revisor fiscal, por tratarse de una empresa industrial y comercial del Estado y puesto que todo el capital con el que se constituyó y funciona es de naturaleza pública. Por esta misma razón, la entidad está sujeta al control fiscal pleno por parte de la Contraloría General de Medellín.

Nota 4 Auditoría externa

Según lo contenido en el Código de buen gobierno corporativo, la auditoría externa se establece como un mecanismo de control, que tiene como finalidad el examen de la información contable en general y de los estados financieros, así como la rendición de una opinión independiente respecto de la razonabilidad con la cual éstos indican la situación financiera de la empresa al corte de cada ejercicio fiscal. El Comité de Auditoría de la Junta Directiva revisa previamente el Plan de Auditoría Externa y hace seguimiento al cumplimiento de la gestión del auditor.

Nota 5 Prácticas contables

EPM, como entidad pública, cumple con la preparación y presentación de los estados financieros conforme al Régimen de Contabilidad Pública (RCP), establecido por la Contaduría General de la Nación (CGN), ente público de la República de Colombia. El RCP está armonizado con normas y prácticas de aceptación a nivel internacional para el sector público. Las normas locales contienen elementos internacionales aplicables al contexto local y estratégicos para la interacción del sector público en un entorno globalizado.

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

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

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

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

También aplica la normatividad de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD), organismo de carácter técnico creado por la Constitución Política de Colombia para que ejerza el control, inspección y vigilancia de las entidades prestadoras de servicios públicos domiciliarios.

El sistema unificado de costos y gastos por actividades de EPM se rige por la Resolución 20051300033635 del 28 de diciembre de 2005, expedida por la SSPD, actualizada con la Resolución 20101300021335 de 2010 y está última fue derogada con la Resolución 20131300001025 de 2013.

De acuerdo con la normatividad vigente, EPM y sus filiales adoptan las prácticas contables que se detallan a continuación:

- a) **Moneda funcional:** la moneda funcional de Colombia es el peso colombiano. En consecuencia, las operaciones que realiza EPM y sus filiales nacionales en otras divisas se consideran nominadas en “moneda diferente del peso” y se registran según los tipos de cambio vigentes en las fechas de las operaciones. Para las filiales internacionales la moneda funcional será la que rijan acorde a las normas del respectivo país de origen.

Para las empresas nacionales y del exterior, 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 no operacional neto” del estado de resultados.

Las tasas de cambio utilizadas al 30 de septiembre son:

Moneda	2014	2013
Dólar americano (USD)	2,028.48	1,926.83
Euro (EUR)	2,576.37	2,655.08
Yen (JPY)	18.56	18.33
Libra (GBP)	3,294.59	3,191.31
Franco suizo (CHF)	2,132.55	2,166.57
Quetzal (Q)	264.43	245.73
Peso mexicano (MXN)	151.02	147.12
Peso chileno (CLP)	3.39	3.66

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

- La valoración de los activos para determinar la existencia de pérdidas por deterioro de los mismos.
- La vida útil de las propiedades, planta y equipo e intangibles.

- El valor de realización para determinar la provisión de inventarios.
- La recuperabilidad de las cuentas por cobrar para determinar la provisión de cartera.
- Las hipótesis empleadas para el cálculo del valor razonable de las propiedades, planta y equipo.
- Los servicios públicos prestados a clientes, correspondientes a los ciclos de facturación con consumos de diciembre, pero cuyas facturas se emiten en enero del año siguiente. Los registros se hacen en forma global y a las tarifas respectivas del ingreso específico en consideración a que ya surgió el derecho a ellos.
- Algunas variables macroeconómicas, particularmente costos del sector eléctrico.
- Las hipótesis empleadas en el cálculo actuarial del pasivo de pensiones de jubilación y prima de antigüedad.
- El monto de los pasivos asociados con posibles contingencias, lo cual da lugar a reconocer provisiones.
- La determinación del valor razonable en las inversiones que no tienen una cotización en el mercado público de valores.

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

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

Considerando lo estipulado en el Decreto 1525 de 2008 del Ministerio de Hacienda y Crédito Público, modificado por los Decretos 2805 y 4471 de 2009, 4686 de 2010, 1468 de 2012 y 600 y 1117 de 2013, las inversiones transitorias en EPM matriz pueden

constituirse en títulos de tesorería (TES), Clase B, tasa fija o indexados a la UVR y en certificados de depósitos a término (CDT), en cuenta corriente, de ahorros o a término en establecimientos bancarios vigilados por la Superintendencia Financiera de Colombia o en entidades con regímenes especiales, contempladas en la parte décima del estatuto orgánico del sistema financiero y en carteras colectivas del mercado monetario o abierto, sin pacto de permanencia, en entidades con la segunda mejor calificación vigente en fortaleza o calidad en la administración de portafolio y que cumplan con el régimen de inversión previsto.

Los establecimientos bancarios sujetos de inversión de excedentes deben tener calificación vigente correspondiente a la máxima categoría para el corto plazo, de acuerdo con las escalas usadas actualmente por las sociedades calificadoras de Valores BRC Investor Services S. A. (BRC1+), Value and Risk Rating S. A. (VrR1+) y Fitch Ratings (F1+), y contar como mínimo con la tercera mejor calificación vigente para el largo plazo (AA) utilizada por las respectivas sociedades.

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

El portafolio de inversiones de liquidez se valora diariamente a precios de mercado, de acuerdo con lo dispuesto por la normatividad vigente. Los precios y las tasas de referencia que se utilizan para las diferentes categorías de valores son: para moneda local los publicados por la Bolsa de Valores de Colombia en su página de información para valoración (Infovalmer), 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 cotea. Las diferencias que surgen entre cada valoración aumentan o disminuyen su costo, con cargo o abono a las cuentas de resultados de ingresos o egresos financieros, según el caso.

g) **Inversiones patrimoniales:** comprende las inversiones en entidades controladas y no controladas:

- **Inversiones patrimoniales en entidades controladas:** para los estados financieros consolidados, las inversiones en las empresas controladas se eliminan contra el patrimonio de la subordinada, conforme a la técnica de consolidación, con el fin de presentar los estados financieros del grupo.
- **Inversiones patrimoniales en entidades no controladas:** comprenden los títulos participativos clasificados como de baja o mínima bursatilidad o sin ninguna cotización, los cuales no le permiten a EPM controlar, compartir el control o ejercer influencia importante sobre el ente emisor. Estas inversiones tienen la característica de no estar disponibles para la venta. Se actualizan por el método del costo

trimestralmente, con base en el valor en bolsa o su valor intrínseco. Si el valor intrínseco o cotización en bolsa es superior al costo ajustado, la diferencia se reconoce como valorización, afectando el patrimonio como superávit. Si el valor intrínseco o cotización en bolsa es inferior al costo ajustado, se disminuye la valorización constituida hasta agotarla, y más allá de ese valor se reconocen provisiones con cargo a los resultados del ejercicio como otros gastos no operacionales.

- h) **Deudores:** constituye el valor de los derechos a favor de las empresas del Grupo EPM originados en la prestación de los servicios públicos. Dentro de este rubro están: servicio de energía, servicio de acueducto, saneamiento básico, gas combustible y sus respectivos subsidios, telecomunicaciones, entre otros. También incluye otros conceptos como vinculados económicos, avances y anticipos para contratistas y proveedores de bienes y servicios, venta de bienes, préstamos a empleados, financiaciones para la conversión a gas y para gasodomésticos, prestación de otros servicios informáticos, asistencia técnica y arrendamientos, entre otros.

Para su reconocimiento deberá cumplirse una de las siguientes condiciones:

- Que el servicio o bien se haya entregado a satisfacción.
- Que exista un derecho sobre el cual se pueda exigir legalmente la transferencia de dinero o su compensación en especie.
- La existencia de un documento de cobro, convenio, fallo judicial u otro documento legalmente constituido que soporte el derecho.

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

Para la protección de cartera se establece una provisión administrativa, con cargo a la cuenta de gastos de provisión para deudores. Cuando se evidencien riesgos para recuperar saldos de deudores, el cálculo de esta provisión corresponde a una evaluación técnica que permita determinar la contingencia de pérdida o riesgo por la eventual insolvencia del deudor. Cada mes se evalúa el estado de cobrabilidad utilizando el modelo de cascada, este modelo requiere de una base histórica de mínimo 12 meses para determinar los porcentajes de incobrabilidad.

Cuando hay derechos cuya recuperación no es posible por la vía ejecutiva, jurisdicción coactiva o vía ordinaria, opera el castigo de cartera para reconocer la extinción de la cuenta por cobrar a favor de las empresas del grupo empresarial.

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

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

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

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

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

Los bienes adquiridos se incorporarán a los inventarios al momento de su recepción por el costo de adquisición, adicionado con todos los costos y gastos necesarios para ponerlos en condiciones de utilización o venta. Para su valoración se utiliza el método de promedio ponderado. El consumo de materiales y repuestos se registra con abono a la cuenta de inventarios de materiales para la prestación de servicios, por el costo promedio, con cargo a la cuenta respectiva de gastos, costos o inversión.

Con la finalidad de reflejar el valor del inventario de acuerdo con su realidad económica, en las empresas del Grupo EPM los inventarios se actualizarán al valor de realización, siempre que este valor resulte menor que el valor en libros. En este caso se reconocerán provisiones por la diferencia; en caso contrario, se recuperarán las provisiones cuando existan, sin exceder el valor constituido por este concepto. Para el caso de disminuciones físicas, tales como mermas, deterioro u obsolescencia se realizará la baja del inventario directamente contra el gasto.

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

Los inventarios conservan su naturaleza de inventarios, independientemente de que por factores exógenos propios de la economía o por condiciones naturales inherentes a la condiciones del negocio roten lentamente. Aunque continúan como inventarios, esta condición de baja rotación les imprime la característica de “bien inmovilizado”.

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

El valor histórico de estos activos incluye todas las erogaciones y cargos necesarios para ponerlos en condiciones de utilización. Se capitalizan como mayor valor del activo todas las erogaciones en que incurre la empresa para aumentar la vida útil del mismo, ampliar su capacidad productiva y eficiencia operativa, mejorar la calidad de los productos y servicios, o permitir una reducción significativa de los costos de operación.

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

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

Las vidas útiles de los activos fijos en el Grupo EPM se definen teniendo en cuenta criterios técnicos, de acuerdo con las características propias del activo, considerando beneficios económicos futuros, el potencial de servicio del activo, la capacidad o rendimiento físico que se espere del mismo, así como las condiciones físicas y ambientales.

Se deberán definir teniendo en cuenta criterios técnicos y en los términos que se espere que aporten beneficios económicos a la empresa, teniendo en cuenta los siguientes factores para determinarla:

- El uso del activo o desgaste físico del activo, el cual se estima por referencia a la capacidad o al rendimiento físico que se espere del mismo.
- El deterioro natural esperado ocasionado por motivos distintos a su uso, que depende de factores operativos como: número de turnos de trabajo en los que se utilizará el activo, el programa de reparaciones y mantenimiento, entre otros.
- La ubicación geográfica del activo

- Los límites legales o restricciones similares sobre el uso del activo

En caso de no contarse con criterios técnicos, podrán tomarse como referencias las vidas útiles establecidas por la CGN.

El promedio de las vidas útiles generales por tipo de activo, para EPM matriz, fueron:

Tipo de activo	2014	2013
Edificaciones		
Presas, estaciones repetidoras	49	48
Edificios, casas, oficinas, almacenes, casetas, campamentos, parqueaderos, garajes, bodegas, instalaciones deportivas	30	30
Tanques de almacenamiento	30	30
Plantas, ductos y túneles		
Plantas de generación	43	44
Plantas de tratamiento	48	49
Plantas de conducción	45	47
Subestaciones y estaciones de regulación	24	24
Acueducto y canalización	30	30
Estaciones de bombeo	27	27
Redes, líneas y cables		
Redes de distribución y de aire	22	22
Redes de recolección de aguas	35	32
Líneas y cables de transmisión	33	33
Maquinaria y equipo		
Equipo de construcción, maquinaria industrial	7	7
Herramientas y accesorios	7	7
Equipo para estaciones de bombeo	7	7
Equipo de centros de control	13	12
Maquinaria y equipo de dragado, equipo de aseo, otra maquinaria y equipo	7	8
Equipo médico y científico		
Equipo de investigación	6	6
Equipo de laboratorio, médico y científico	11	11
Muebles, enseres y equipos de oficina	7	7
Equipos de comunicación y computación	5	5
Equipo de transporte, tracción y elevación	5	5
Equipo de comedor, cocina, despensa y hotelería	7	7

Dentro de la desagregación de la propiedad, planta y equipo, se encuentran:

Construcciones en curso: representa todas las erogaciones incurridas por la empresa en el proceso de construcción, ampliación, modernización, rehabilitación o reposición de redes, plantas, y equipos, entre otros, hasta cuando estén en condiciones de ser utilizados en desarrollo de la operación para garantizar la expansión y sostenibilidad de la infraestructura para atender los servicios ofrecidos mediante la construcción.

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

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

Las erogaciones que se realicen para llevar a efecto las etapas de pre-factibilidad y factibilidad en los proyectos no deberán ser capitalizadas, es decir, se deberán registrar en cuentas de gasto. Si en estas etapas se adquieren activos fijos o intangibles, estos se deberán registrar en las cuentas correspondientes de propiedad, planta y equipo o intangibles.

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

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

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

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

Bienes muebles en bodega: los bienes muebles adquiridos a cualquier título y se valoran a costo histórico, tienen la característica de permanentes porque se utilizarán en el futuro en actividades de producción o administración en EPM. Mientras conserven

esta situación no son objeto de depreciación, según se estipula en el párrafo 171 del PGCP.

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

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

Plantas, ductos y túneles: representa el valor de las plantas, ductos y túneles adquiridos por las empresas para la generación, transmisión y distribución de energía, distribución de gas, provisión aguas y saneamiento.

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

Redes, líneas y cables: representa el valor de las redes de distribución de energía y provisión aguas, recolección aguas, redes de alimentación de gas y líneas de transmisión y distribución de energía utilizadas en la operación de los negocios.

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

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

- k) **Reserva financiera actuarial:** es el conjunto de activos que han sido destinados por la entidad contable pública en atención a las disposiciones legales vigentes o por iniciativa propia, para atender las obligaciones pensionales. Estos activos se registran en cuentas asociadas a patrimonios autónomos y los pagos de pensiones de jubilación y de bonos pensionales son cancelados con cargo a estas.

l) **Gastos pagados por anticipado:** son erogaciones que se pagan antes de recibir el bien o el servicio requerido. Se difieren durante el período en que se reciben los servicios o se causen los costos o gastos. Los gastos pagados por anticipado se miden por su costo original, según lo establecido en los acuerdos contractuales o los precios fijados y acordados con los terceros.

m) **Cargos diferidos:** son las erogaciones por concepto del suministro de bienes o prestación de servicios recibidos que, con razonable certeza, generarán beneficios futuros. La amortización se reconoce durante los períodos en los cuales se espera percibir los beneficios de los costos y gastos incurridos, de acuerdo con los estudios de factibilidad para su recuperación, los períodos estimados de consumo de los bienes o servicios, o la vigencia de los respectivos contratos.

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

n) **Intangibles:** son aquellas erogaciones en las que se incurre para la adquisición o desarrollo del conjunto de bienes inmateriales, o sin apariencia física, tales como derechos, licencias y software, de los cuales se pueden obtener beneficios futuros. Se reconocerán en las cuentas de balance como intangibles, entre otros, aquellos bienes que estén destinados a la ejecución de actividades primarias de la cadena de valor, sobre los cuales se espera obtener beneficios económicos futuros. Estos bienes se reconocen si son:

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

Son intangibles:

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

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

Al cierre de cada período contable, las empresas del Grupo EPM evalúan los créditos mercantiles, a efectos de verificar si se mantienen las condiciones de generación de beneficios económicos futuros teniendo en cuenta las proyecciones financieras de cada empresa.

- **Licencias y software:** son aquellos derechos que adquiere una empresa para explotar un invento, un conocimiento, una marca o una tecnología determinada con su correspondiente propiedad intelectual.

Las actualizaciones de licencias, que forman parte de los contratos de soporte y mantenimiento celebrados, se contabilizan como un costo de mantenimiento.

El software es entendido como el conjunto de los programas de cómputo, procedimientos, reglas, documentación y datos asociados que forman parte de las operaciones de un sistema de computación.

- **Intangibles generados internamente:** para su reconocimiento se debe identificar y separar la fase de investigación y la fase de desarrollo, en donde los desembolsos realizados en la fase de investigación se registran como costo o gasto en el estado de resultados en el período en que se incurra, y las erogaciones realizadas en la etapa de desarrollo, pueden ser capitalizadas siempre y cuando demuestre todas y cada una de las características para su reconocimiento.
 - **Servidumbres:** se amortizan de acuerdo con lo estipulado en el acto que les dio origen; es decir, si el contrato es a perpetuidad no se amortizará; si por el contrario su duración es finita, se amortizará al término del vencimiento pactado en el contrato.
 - **Valorizaciones:** representa el exceso del valor de valuación y el valor en libros de los activos que se tienen al final del período, de conformidad con las normas vigentes. EPM calcula y registra las valoraciones por inversiones; propiedad, planta y equipos; y otros activos.
- o) **Operaciones de crédito público:** corresponden a los actos o contratos que, de conformidad con las disposiciones legales sobre crédito público, tienen por objeto dotar a EPM de recursos para la adquisición de bienes o servicios con plazo para su pago tales como empréstitos, emisión y colocación de bonos y títulos de deuda pública. Se reconocen por el valor desembolsado. Los bonos y títulos deben reconocerse por su valor nominal. Las garantías otorgadas para avalar el pago de la deuda se reconocen por el valor de los pagos por concepto de capital que llegaran a efectuarse, las cuales se registran en cuentas de orden.

Las operaciones de crédito público se clasifican en:

Según donde se pacten:

- Internas: operaciones en el territorio nacional
- Externas: operaciones fuera de Colombia

Según el vencimiento:

- Corto plazo: la obligación se vence en el término de un año.
- Largo plazo: su vencimiento es superior a un año.

Las operaciones de crédito público pactadas en moneda extranjera deben reconocerse a la Tasa Representativa del Mercado (TRM) en la fecha de transacción. Este valor debe reexpresarse mensualmente aplicando la TRM de final del mes. En el caso de

operaciones contraídas en diferentes unidades de valor o índices específicos, deben reconocerse por el precio de la unidad en la fecha de la obligación y reexpresarse periódicamente, aplicando el precio de la unidad o el índice a la fecha de la actualización. El mayor o menor valor obtenido como resultado de la reexpresión se reconoce en el período en cuentas de resultado.

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

Se reconocen por el valor pactado en el contrato. Si se pactan en monedas diferentes al peso colombiano, se reconocen a la TRM de la fecha de la transacción. Mensualmente se reexpresan con la TRM certificada por la Superintendencia Financiera de Colombia al fin de mes. El mayor o menor valor obtenido como resultado de la reexpresión se reconoce en el período en las cuentas de resultados. Las filiales internacionales reexpresan acorde con las tasas oficiales de sus respectivos países.

- q) **Cuentas por pagar:** incluye los derechos de pago a favor de terceros originados en la prestación de servicios recibidos o la compra de bienes, uso de activos de propiedad de terceros y demás obligaciones contraídas a favor de terceros. Estas obligaciones se reconocen en el momento en que el servicio o bien haya sido recibido a satisfacción y de acuerdo con el valor pactado cumpliendo estas condiciones:

- Que el bien o servicio se haya recibido a satisfacción y se hayan recibido los riesgos y beneficios del mismo.
- Que sea probable que del pago de dicha obligación se derive la salida de recursos que llevan incorporados beneficios futuros.
- Que el valor pueda ser determinado en forma confiable.

- r) **Impuestos, contribuciones y tasas:** la estructura fiscal de cada país donde están ubicadas las empresas del Grupo EPM, los marcos regulatorios y la pluralidad de operaciones que desarrollan las compañías, hacen que cada empresa sea sujeto pasivo de impuestos, tasas y contribuciones del orden nacional y territorial.

Se reconocen como tributos por pagar los derechos a favor de la Nación, de los departamentos, de los entes municipales y demás sujetos activos, una vez se cumplan las condiciones previstas en las correspondientes normas expedidas.

Los principales tributos que recaen sobre las operaciones de las compañías son los siguientes:

- **Impuesto sobre la renta corriente:** en Colombia las empresas son contribuyentes del régimen ordinario del impuesto sobre la renta, a la tarifa general del 25%. El impuesto sobre la renta se reconoce como gasto corriente de acuerdo con la depuración efectuada entre la renta fiscal y la utilidad o pérdida contable, afectando el rubro 'impuesto de renta' como una contrapartida en la cuentas por pagar, denominada 'impuestos por pagar'. En períodos intermedios se reconoce una estimación del impuesto de renta corriente con base en la proyección de los

resultados fiscales del año, por lo cual durante el año se utiliza la cuenta de provisión. El impuesto diferido se reconoce en forma separada al impuesto de renta como gasto o recuperación.

Desde el 2013 EPM es también contribuyente del impuesto sobre la renta para la equidad – CREE-. Este impuesto fue creado con la Ley 1607 del 26 de diciembre de 2012 y se define como el aporte con el que contribuyen las sociedades y personas jurídicas y asimiladas contribuyentes declarantes del impuesto sobre la renta y complementarios, en beneficio de los trabajadores, la generación de empleo, y la inversión social en los términos previstos en esta ley. Los artículos 21 y 22 de la Ley señalan el hecho generador y la base gravable del impuesto y a su vez el Artículo 23 define la tarifa aplicable, que será del 9% por los años 2013 a 2015 y a partir del año 2016 será del 8%.

Este impuesto tiene a su vez un mecanismo de recaudo anticipado que se declara y paga mensualmente y se calcula sobre los ingresos depurados y percibidos por las entidades sujetas al Impuesto, para lo cual actúan como autorretenedoras, aplicando a dichos ingresos depurados la tarifa asociada a su actividad económica principal, acorde con lo dispuesto en la normatividad que rige para este impuesto.

Las empresas del exterior reconocerán y calcularán este impuesto conforme a la normatividad de cada país.

El impuesto diferido surge de aplicar la tarifa de impuesto de renta a las diferencias temporales entre la renta fiscal y la utilidad o pérdida contable. Este impuesto se reconoce en la medida en que exista una expectativa razonable de que tales diferencias se revertirán en el futuro.

La tarifa del impuesto sobre la renta aplicable es aquella vigente al momento en el cual se revertirán las citadas diferencias.

Si la diferencia temporal conlleva a un mayor pago del impuesto sobre la renta en el futuro, se reconoce como un pasivo en la cuenta otros pasivos, el impuesto diferido y su contrapartida será un mayor valor del gasto por impuesto de renta del año corriente, esta partida se presenta en forma separada del impuesto corriente.

Si la diferencia temporal conlleva un menor pago del impuesto sobre la renta en el futuro, se reconoce como un activo diferido en la cuenta otros activos, impuesto diferido y su contrapartida será un menor valor del gasto por impuesto de renta del año corriente, y se presentará en forma separada del impuesto corriente.

- **Impuesto al patrimonio:** en Colombia, conforme lo establecido en la Ley 1370 de 2009, el impuesto al patrimonio debe cancelarse al Gobierno Nacional en ocho cuotas que comprenden los años 2011, 2012, 2013 y 2014 y cuya base es el patrimonio líquido que tenía la entidad al 1 de enero del 2011. De acuerdo con lo señalado en el Artículo 9 del Decreto Ley 4825 de 2010, corresponde a EPM cancelar un 25% adicional al 4.8% a título de sobretasa de impuesto al patrimonio. Desde el 2011 este impuesto se ha contabilizado con la metodología establecida por la CGN, debitando la revalorización del patrimonio contra el pasivo total del

impuesto a pagar por los años 2011 a 2014, acorde con lo señalado en el Concepto 20119-158027.

Las empresas del exterior reconocerán y calcularán este impuesto, en caso de aplicar, conforme a la normatividad de cada país.

Impuesto sobre las ventas: las filiales nacionales del Grupo EPM son responsables del régimen común. Este impuesto se genera por la venta de bienes y servicios gravados, así como por los ingresos exentos derivado de las exportaciones de servicios. Los servicios de energía, acueducto, alcantarillado y gas domiciliario se encuentran excluidos del impuesto. El impuesto a las ventas que no tenga el carácter de descontable es mayor valor del activo, costo o gasto y se reconoce en el momento en que se realice el pago o se cause la factura respectiva.

Las empresas del exterior reconocerán y calcularán este impuesto, en caso de aplicar, conforme a la normatividad de cada país.

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

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

- Las empresas del Grupo EPM han obtenido un beneficio del bien o servicio, pero no se ha recibido el documento soporte por parte del proveedor para ser reconocido como real.
- Las empresas del Grupo EPM están obligadas, de acuerdo con lo estipulado en las leyes de cada país, 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.

Dentro de los principales pasivos estimados se destacan:

- **Contingencias:** para el reconocimiento de las contingencias asociadas a procesos judiciales se aplica el procedimiento establecido por la CGN en el capítulo V para “el reconocimiento y revelación de los procesos judiciales, laudos arbitrales, conciliaciones extrajudiciales y embargos decretados y ejecutados sobre cuentas bancarias”. Allí se establece que los procesos que tengan una calificación probable deben registrarse como provisión, mientras que los procesos con menor probabilidad de pérdida deben registrarse en cuentas de orden como obligaciones potenciales.

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

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

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

La tasa de reajuste pensional a 31 de diciembre de 2013 fue de 2.99%, (a diciembre 31 de 2012 fue de 3.26%) de acuerdo con el numeral 1, Artículo 1, del Decreto 2783 mencionado. Los bonos pensionales se actualizaron y capitalizaron según el Decreto 1748 del 12 de octubre de 1995 y el Artículo 6 del Decreto 4937 del 2009 del Ministerio de Hacienda y Crédito Público, que ordenó valorar los bonos tipo T (bonos no emitidos), a una tasa de interés del 4%, desde la fecha de corte hasta la fecha de actualización, que en el 2009 formaban parte de los bonos tipo B, correspondientes al régimen de prima media y que se valoraban con una tasa del 3%. Se tomaron como base los valores ya conocidos de los bonos en la fecha de corte, luego de deducir los pagados durante el año.

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

El pasivo pensional para EPM matriz se encuentra 100% amortizado, en cumplimiento de la Resolución 356 de 2007; desde el 2009 los pagos por pensiones se registran afectando la cuenta del pasivo. En el caso de las Filiales nacionales que al 31 de diciembre de 2010 no tenían amortizado en un 100% su cálculo actuarial, acogieron la opción establecida en el Decreto 4565 del 7 de diciembre de 2010 del Ministerio de Hacienda y Crédito Público.

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

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

De conformidad con lo establecido en el Decreto 941 de 2002, reglamentario de la Ley 100, se constituyeron los respectivos patrimonios autónomos para garantizar el pago de las obligaciones pensionales derivadas de los bonos pensionales y de las cuotas partes de bonos que le correspondan a EPM, así como el pago de pensiones y de la conmutación pensional. El fondo se proyecta de manera que se extinga al

momento del pago de la última pensión a cargo de EPM (año 2065). Con la constitución de estos patrimonios se garantiza a futuro la disponibilidad de recursos para atender el pago del pasivo de pensiones y de bonos de las empresas, al tiempo que se independiza el manejo financiero de los mismos.

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

Dentro de los principales rubros del patrimonio se destacan:

- **Reservas:** para cumplir con el Decreto 2336 de 1995, Artículo 1, se constituye una reserva por la aplicación del método de participación patrimonial. La reserva corresponde a las utilidades que se generan al cierre del ejercicio contable como consecuencia de la aplicación de sistemas especiales de valoración a precios de mercado y que no se hayan realizado en cabeza de la sociedad, de acuerdo con las reglas del Artículo 27 (realización del ingreso) y demás normas concordantes del Estatuto Tributario.
- **Excedentes financieros:** en cumplimiento del Acuerdo Municipal 12 de 1998, del Concejo de Medellín, en el Artículo 5 se estableció que el excedente neto es la base de liquidación de los excedentes financieros que se transfieren al municipio de Medellín. Con esta base, el COMPES (Consejo Municipal de Política Económica y Social) determina la cuantía o el porcentaje de los excedentes financieros que formarán parte de los recursos de capital del presupuesto municipal.

Adicionalmente, el Acuerdo Municipal 69 de 1997, en su Artículo 13, menciona: "El porcentaje de los excedentes financieros de EPM, de conformidad con el Artículo 97 del Decreto 111 de 1996, no puede ser transferido en un porcentaje superior al 30% al municipio de Medellín y se destinará por éste exclusivamente a inversión social y al pago del alumbrado".

Los excedentes financieros a transferir al municipio de Medellín se reconocen cuando el COMPES los determina, en cumplimiento de los formalismos legales, con base en los estados financieros del año anterior aprobados por la Junta Directiva y enviados por el Gerente General de EPM al Secretario de Hacienda Municipal; mediante una disminución de las utilidades de ejercicios anteriores.

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

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

- **Superávit por valorizaciones:** representa el exceso del valor de valuación y el valor en libros de los activos que se tienen al final del período, de conformidad con las normas vigentes. En Las empresas del Grupo EPM se reconoce como valorización el exceso del valor intrínseco de las inversiones frente a su valor en libros, así como el exceso del valor de realización o costo de reposición de los bienes sobre el valor en libros.

- **Inversiones:** en entidades controladas son objeto de ajuste al valor intrínseco, con el fin de reconocer la diferencia entre el precio de adquisición y el valor intrínseco de las acciones, cuotas o partes de interés social, en el momento de la compra.

Patrimoniales en entidades no controladas: se actualizan por el método del costo trimestralmente, con base en el valor intrínseco o valor en bolsa de la entidad.

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

v) **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.

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

- Que el servicio efectivamente se haya prestado o el bien haya sido entregado.
- Que el valor del servicio o bien se pueda cuantificar en forma razonable.
- Que se espere recibir el producto del servicio prestado o bien vendido.
- Que el ingreso sea susceptible de incrementar el patrimonio neto.
- El ingreso no será reconocido si existen dudas sobre su realización.

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

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

y) **Costos de prestación de servicios:** son las erogaciones necesarias para la prestación del servicio público, sin las cuales no sería posible prestarlo o su calidad no sería la más óptima. Estos costos están vinculados directamente con la prestación del servicio,

a diferencia de los gastos que son erogaciones asociadas con las actividades administrativas. Para el reconocimiento de los costos se debe cumplir:

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

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

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

Nota 6 Cambios significativos en la información contable

Durante el 2014, no se realizaron cambios significativos de la información contable en las empresas del grupo. Sin embargo, en el 2013 se hicieron ajustes en las metodologías de valoración de la provisión de cartera y litigios y demandas, así:

- Metodología para determinar la provisión de cartera: hasta el 2012 la metodología para establecer la provisión de cartera fue la provisión individual, a partir del 2013 se utiliza el método de reconocido valor técnico, modelo de cascada.
- Metodología para valorar los litigios y demandas: hasta el 2012 el valor de los litigios y demandas correspondía al valor de la pretensión o del monto esperado a pagar; a partir del 2013 el valor de los litigios y demandas clasificados como largo plazo, determinados como se indica en la política de pasivos estimados –contingencias, se establece como el valor presente del valor estimado a pagar utilizando como tasa de descuento la tasa de los bonos del gobierno TES tasa fija.

Nota 7 Hechos posteriores al cierre

A la fecha no se han identificado hechos a revelar posteriores al cierre de septiembre de 2014.

Nota 8 Otros aspectos relevantes

8.1 Combinación de negocios y reestructuración societaria

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

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

8.1.1 Liquidación de la sociedad EPM Ituango S.A. E.S.P.

El 15 de enero de 2014 se canceló la matrícula mercantil en la Cámara de Comercio de Medellín.

8.1.2 Liquidación de la sociedad Espíritu Santo Colombia S.A. E.S.P.

El 9 de junio de 2014 se registró en la Cámara de Comercio de Bogotá la cuenta final de liquidación.

8.1.3 Contrato marco de fusión EPM – Millicom

El 14 de agosto de 2014, se firmó la escritura pública de fusión entre UNE EPM Telecomunicaciones S.A. y Millicom Spain Cable S.L., mediante la cual EPM y Millicom cerraron la transacción para integrar sus intereses en los negocios fijo y móvil en Colombia, representados por UNE EPM Telecomunicaciones y sus subsidiarias, y Colombia Móvil-TIGO.

En virtud de la fusión, EPM conservó una participación directa del 50% más una (1) acción de UNE EPM Telecomunicaciones S.A., y Millicom asumió el control administrativo y operativo.

En consecuencia, las inversiones en UNE y sus subsidiarias, Emtelco S.A., Edatel S.A. E.S.P., Empresa de Telecomunicaciones de Pereira S.A., Cinco Telecom Corporation, Orbitel Comunicaciones Latinoamericanas S.A.U. y Orbitel Servicios Internacionales S.A., a partir de agosto de 2014, se reconocen en los estados financieros consolidados bajo el método de participación patrimonial.

Las principales cifras consolidadas de UNE y sus subsidiarias al 31 de diciembre de 2013 y al 31 de julio de 2014 fueron:

	Resultado neto	Activos	Pasivos	Interés minoritario	Patrimonio
31/12/2013	45,201	5,105,888	2,368,324	126,872	2,610,692
31/07/2014	35,011	4,691,954	1,953,848	61,482	2,676,624

Cifras en millones de pesos colombianos

8.2 Programa Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF)

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

Estas normas se están convirtiendo en el lenguaje contable universal exigible y aceptado para asegurar que en todos los países se hable el mismo idioma financiero con una mayor consistencia en las políticas contables y comparabilidad de la información financiera de las empresas.

El Grupo EPM emprendió el proyecto de adopción de las Normas Internacionales de Información Financiera NIIF desde el año 2009, para responder a la estrategia de crecimiento y facilitar el acceso a los mercados internacionales de capitales.

En Colombia, ha cobrado gran importancia la aprobación de la Ley 1314 de 2009, por medio de la cual se regulan los principios y normas de contabilidad e información financiera y de aseguramiento de información. En diciembre de 2013 la Contaduría, General de la Nación expidió la Resolución 743 mediante la cual se incorpora, como parte integrante del Régimen de Contabilidad Pública, el marco normativo dispuesto en el anexo del Decreto Nacional 2784 de 2012 del Ministerio de Comercio, Industria y Turismo de Colombia. De esta forma se adoptan oficialmente los estándares internacionales de información financiera en Colombia. Acorde con esta normatividad, EPM pertenece al grupo 1 de preparadores de información financiera y por consiguiente, presentó a las autoridades que ejercen supervisión sobre la empresa el plan de implementación NIIF e informes de avances del 2013, acorde con los requerimientos de información establecidos en las diferentes resoluciones.

8.3 Proceso de consolidación de la información contable

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

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

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

Notas de carácter específico

Notas relativas a valuación

Nota 9 Conversión de los valores en moneda extranjera

Los saldos en caja, bancos, inversiones, cuentas por cobrar, obligaciones financieras y proveedores en moneda extranjera, se expresaron en pesos colombianos con base en la TRM certificada por la Superintendencia Financiera de Colombia. Al cierre de 30 de septiembre de 2014 y diciembre 31 de 2013, los valores utilizados fueron:

Moneda	2014	2013
Dólar americano (USD)	2,028.48	1,926.83
Euro (EUR)	2,576.37	2,655.08
Yen (JPY)	18.56	18.33
Libra (GBP)	3,294.59	3,191.31
Franco suizo (CHF)	2,132.55	2,166.57
Quetzal (Q)	264.43	245.73
Peso mexicano (MXN)	151.02	147.12
Peso chileno (CLP)	3.39	3.66

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

	2014	2013
Ingresos no operacionales por diferencia en cambio		
Efectivo	34,723	40,485
Adquisición de bienes y servicios	10,348	14,618
Inversiones	74,186	4,882
Deudores	34,678	35,098
Operaciones de crédito público	18,415	2,571
Otros ajustes por diferencia en cambio	34,877	33,453
Total ingresos no operacionales por diferencia en cambio	207,227	131,107
Gastos no operacionales por diferencia en cambio		
Efectivo	11,311	23,009
Adquisición de bienes y servicios nacionales	27,410	12,369
Deudores	70	7,325
Inversiones	74	0
Operaciones de crédito público y financiamiento de corto plazo	187,696	197,365
Otros ajustes por diferencia en cambio	35,310	36,449
Total gastos no operacionales por diferencia en cambio	261,871	276,517

Balance general

Activos

Nota 10 Efectivo

El saldo del efectivo a 30 de septiembre de 2014 y diciembre 31 de 2013 fue:

		2014	2013
Caja		3,382	6,738
Bancos		1,326,946	1,243,154
Otros recursos disponibles	(1)	22,877	56,688
Total efectivo		1,353,205	1,306,580
Incluye efectivo restringido	(2)	110,372	144,945

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

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

Fondo	Destinación	2014	2013
Recursos restringidos EPM Matriz			
Convenios			
Municipio de Medellín - Aguas	Manejo integral del agua para el consumo humano de los habitantes del municipio de Medellín.	6,378	5,124
Convenio Departamento de Antioquia	Aunar esfuerzos para el desarrollo institucional, fortalecimiento, transformación o creación de empresas, con el fin de asegurar la prestación de los servicios públicos de los municipios del departamento.	2,513	2,974
Gobernación de Antioquia - Gas Sin Fronteras	Apoyar el desarrollo del componente de expansión por medio de la construcción de conexiones domiciliarias de gas, en el marco del programa "Gas Sin Fronteras", en las subregiones del departamento de Antioquia.	2,370	2,398
Cuenca Verde	Administrar los recursos asignados para el cumplimiento de los objetivos de la Corporación CuencaVerde	2,000	-
Ministerio de Minas y Energía - Fondo Especial Cuota Fomento	Convenio de cofinanciación para la construcción, infraestructura de distribución y conexión a usuarios de menores ingresos en los municipios de Amagá, de Santa Fe de Antioquia, Sopetrán, San Jerónimo y Ciudad Bolívar. Gas Natural Comprimido y conexión a usuarios de Don Matías, Entreríos, San Pedro, Santa Rosa y Yarumal. Convenio No 106: construcción de la infraestructura de conexión a usuarios del Valle de Aburrá, La Ceja, La Unión y El Retiro. Convenio 179: incluye el municipio de Sonsón.	1,898	2,415
Programa Aldeas	Aprovechar la madera que completa su ciclo de maduración en los bosques plantados por EPM alrededor de sus embalses, para construir viviendas de interés social en los municipios de Antioquia por fuera del Valle de Aburrá y entregarlas a familias de escasos recursos, preferiblemente en situación de desplazamiento forzado o voluntario.	1,371	260

Convenios tasas de alumbrado público y de aseo con los Municipios	Convenio para manejar los recursos de los entes territoriales para el pago a los municipios con convenios de recaudo de las tasas de alumbrado público y Aseo, son recursos exentos del 4x1000.	1,141	-
Municipio de Medellín - Moravia	Construcción, reparación y reposición de redes de acueducto y alcantarillado y la pavimentación en el municipio de Medellín de las vías afectadas por estas obras en el barrio Moravia.	1,079	1,069
Departamento de Antioquia e IDEA - Antioquia Iluminada	Llevar el servicio de energía eléctrica a viviendas rurales en los municipios del departamento de Antioquia.	643	135
Fondo multilateral del protocolo de Montreal	Convenio de colaboración con el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible para el desarrollo de actividades en el marco de la implementación del protocolo de Montreal en Colombia.	588	290
Conexiones	Convenio conexiones municipios del Departamento de Antioquia FECF. Resolución 90543 de 2013 del Ministerio de Minas y Energía.	368	-
Fondo Nacional de Regalías - Gas	Construcción de la infraestructura de distribución de gas natural comprimido y subsidios para la conexión a los usuarios de estratos 1 y 2 de los municipios de El Peñol y Guatapé.	274	1
Crédito BID 2120	Destinada para el desembolso de los recursos del crédito, otorgado para la construcción de la planta de tratamiento de aguas residuales (PTAR) Bello. Los recursos que llegan a esta cuenta se solicitan vía legalización, solo se liberan recursos debidamente legalizados.	107	43,246
Municipio de Barbosa	Reposición y modernización de redes secundarias de acueducto y alcantarillado y sus obras complementarias en los barrios Robles, Centro, La Bicentenario, Los Ángeles y El Portón del municipio de Barbosa.	56	1,039
Municipio de Barbosa - Subsidios	Convenio para subsidiar parcialmente la conexión de usuarios en estratos 1 y 2	52	-
Municipio de Medellín - Terrenos	Adquisición de predios identificados y caracterizados dentro de las zonas de protección de cuencas hidrográficas abastecedoras de sistemas de acueducto en el municipio de Medellín.	47	47
Ministerio de Minas y Energía - Encargo Fiduciario	Administrar los recursos y efectuar los pagos del contrato celebrado con el Ministerio de Minas y Energía FAER GGC 225 2012 (CT-2012-001774 en EPM), para ampliar y mejorar el servicio de energía eléctrica en las zonas del Sistema Interconectado Nacional ubicadas en el Mercado de Comercialización del Operador de Red.	36	673
Municipio de Caldas	Administrar los recursos destinados por el municipio, para el desarrollo e proyecto reposición y modernización de redes secundarias de acueducto y alcantarillado y sus obras complementarias.	4	-
Convenios de electrificación rural	Construcción e interventoría de instalaciones domiciliarias por parte de EPM, para desarrollar programas de electrificación rural en diferentes municipios del departamento de Antioquia.	-	369
Convencionales			
Fondo de Vivienda Sintraemdes	Contribuir a la adquisición de vivienda y al mejoramiento de la misma, de los servidores beneficiarios del acuerdo convencional suscrito entre EPM con los sindicatos.	28,532	14,897
Fondo de Vivienda Sinpro		16,372	15,501

Fondo de Calamidad Sintraemdes	Promover el bienestar de sus servidores para atender sus necesidades urgentes e imprevistas o las de su grupo familiar primario.	867	912
Fondo de Calamidad Sinpro		930	851
Fondo de Educación Sintraemdes	Promover el bienestar de los servidores para atender las necesidades de pago de matrículas, textos y dotación que se requieran para adelantar estudios propios y del grupo familiar.	925	796
Fondo de Educación Sinpro		870	904
Fondo de Reparación de motos	Promover el bienestar de los trabajadores oficiales que se desempeñan en el mercado regional y utilizan motocicletas de su propiedad para el desempeño de sus labores.	153	152
Fondo de Reparación de motos		62	61
Garantías			
Fondo Entidad Adaptada de Salud y Fondo Fosyga	Mecanismo de control y seguimiento al recaudo de aportes del Régimen Contributivo del Sistema General de Seguridad Social en Salud.	1,135	641
Transacciones internacionales de energía	Corresponde a la “compensación” que se debe de realizar entre la factura de transacciones de bolsa y los pagos anticipados, buscando que se lleve a cabo el pago real a XM.	348	358
Depósitos Ley 820	Corresponde a la garantía exigida por el arrendador al inquilino, para el pago de los servicios públicos. Según Artículo 15 de la Ley 820 de 2003 y el Decreto Reglamentario 3130 del 2003.	42	40
Total recursos restringidos EPM matriz		71,161	95,153
Recursos restringidos ESSA			
Convenio Autoseguros	Convenio Autoseguros	5,029	4,960
Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales Interconectadas - FAER - Convenio 090	Ampliar cobertura, mejorar calidad y continuidad del servicio de energía eléctrica y satisfacer la demanda de la misma en las zonas del Sistema Interconectado Nacional (SIN) ubicadas en el mercado de comercialización del Operador de Red, mediante ejecución de recursos del Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales Interconectadas (FAER).	3,247	4,867
Convenio Faer 030	Convenio de asistencia técnica entre la Nación (Ministerio de Minas) y ESSA para la administración y ejecución de los recursos del Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales Interconectadas (FAER).	1,284	1,260
Convenio FAER 235	Ampliar cobertura, mejorar calidad y continuidad del servicio de energía eléctrica y satisfacer la demanda de la misma en las zonas del Sistema Interconectado Nacional (SIN) ubicadas en el mercado de comercialización del Operador de Red, mediante ejecución de recursos del Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales Interconectadas (FAER).	632	4,940
Convenios FAER	Administración recursos FAER	559	
Convenio Gobernación de Santander – ESSA, Fase V	Construcción de redes de media y baja tensión, montaje de transformadores e instalaciones internas para la electrificación rural de veredas en el departamento de Santander	509	498
Alumbrado Público San Gil	Recursos de excedentes de Alumbrado Público del Municipio de San Gil.	473	348
Convenio Faer 014	Administración y ejecución de los recursos del Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales Interconectadas (FAER), asignados a los proyectos de electrificación rural y normalización de redes eléctricas.	351	342
Convenio Gobernación de Santander - ESSA Fase IV	Construcción de redes de media y baja tensión, montaje de transformadores e instalaciones internas para la electrificación rural de veredas en el departamento de Santander	207	203

Convenio Jesús María	Construcción de redes de media y baja tensión, montaje de transformadores e instalaciones internas para la electrificación rural de las veredas del municipio de Jesús María, en Santander.	138	138
Audiencias públicas	Administración general y ejecución de los recursos de audiencias públicas por parte de ESSA, asignados a los proyectos de construcción de redes de media y baja tensión para electrificación rural.	96	93
Convenio Faer GSA 160 2012	Convenio de asistencia técnica entre la Nación (Ministerio de Minas) y ESSA para administración y ejecución de los recursos del Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales Interconectadas (FAER).	81	395
Convenio Macaravita	Construcción redes de media y baja tensión, montaje de transformadores e instalaciones internas para la electrificación rural de las veredas del municipio de Macaravita - Santander	26	-
Línea Puerto Wilches Barranca	Construcción de una línea doble circuito Termobarranca Puerto Wilches 115/34.5 kv, una subestación en Puerto Wilches 115/34.5 kv, y ampliación de la subestación Termobarranca.	24	-
Programa de Normalización de Redes Eléctricas - PRONE.	Ejecución de los recursos del Programa de Normalización de Redes Eléctricas (PRONE).	-	817
Convenio Gobernación de Santander – ESSA, Fase III	Construcción de redes de media y baja tensión, montaje de transformadores e instalaciones internas para la electrificación rural de veredas en el departamento de Santander.	-	296
Total recursos restringidos ESSA		12,656	19,157
Recursos restringidos EDEQ			
Fondo de Vivienda	Recursos destinados para mejorar la calidad de vida de sus trabajadores mediante la concesión de créditos destinados a la compra y mejora de vivienda.	710	554
Fondo de Calamidad Doméstica	Recursos destinados para hechos ocasionados por situaciones graves e imprevistas que afecten al trabajador o a su familia.	12	11
Total recursos restringidos EDEQ		722	565
Recursos restringidos CENS			
Contrato FAER GGC 105 - 2013 suscrito entre la Nación (MINMINAS) y CENS. (FAER CATATUMBO III)	Realizar la ejecución de las obras de electrificación rural en los municipios de Convención, San Calixto, Cáchira, Hacarí, Ocaña, La Playa, Villa Caro, Teorama y La Esperanza en el departamento de Norte de Santander.	8,013	14,829
Convenio CENS - Gobernación de Santander	Realizar la ejecución de las obras de electrificación rural en los municipios de Ábrego, El Carmen y El Tarra, del Departamento Norte de Santander.	5,413	-
Convenio CENS - ECOPETROL	Realizar la ejecución de las obras de electrificación rural en los municipios de Tibú y El Carmen, departamento de Norte de Santander.	3,846	4,007
FUNDESCAT	Realizar la ejecución de las obras de electrificación rural en los municipios de Tibú y El Tarra, departamento de Norte de Santander	2,915	5,275
Fondo rotatorio de vivienda	Financiar el valor de la vivienda para aquellos trabajadores que no la posean.	223	178
Convenio FAER 021	Administración general y ejecución de recursos del Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales Interconectadas (FAER).	215	124
Contrato AOM	Administración, operación, mantenimiento y reposición de los activos de electrificación rural construidos con los recursos del "Programa de electrificación rural zona del Catatumbo y provincia de Ocaña, etapa 1, Norte de Santander".	62	62
Electrificadora Vereda Aguablanca - FNR	Construcción de redes de interconexión de media y baja tensión vereda Aguablanca Municipio de Bucarasica Norte de Santander.	-	106

Convenio FAER 003	Administración general y ejecución de unos recursos del Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales Interconectadas (FAER).	3	3
Total recursos restringidos CENS		20,690	24,584
Recursos restringidos CHEC			
Fondo INNPULSA	Fondo de recursos compartidos entre CHEC y Ministerio de las TIC (INNPULSA) para el desarrollo del proyecto que garantiza la conexión a Internet y mejora la productividad y competitividad de las MIPYMES beneficiarias, a través de la implementación de aplicaciones informáticas, nuevas o existentes.	444	-
Total recursos restringidos CHEC		444	-
Recursos restringidos Regional de Occidente			
Convenio 10000083 Sopetrán	Recursos recibidos en el año 2011 del convenio interadministrativo 08-CF-124850 pactado entre el Departamento de Antioquia y los municipios de Santa Fe de Antioquia y San Jerónimo, así como recursos recibidos en el año 2011 bajo el convenio interadministrativo de apoyo financiero pactado entre el Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial, el Departamento de Antioquia y Regional de Occidente, cuyo objeto es el apoyo financiero de los esquemas regionales para la prestación de servicios de acueducto y alcantarillado.	22	22
Convenio-San Jerónimo		13	13
Convenio- Santafé		2	2
Convenio 5847		1	1
Total recursos restringidos Regional de Occidente		38	38
Recursos restringidos Aguas de Urabá			
Aportes 10005141- 143 EAU	Contrato Interadministrativo para la construcción de los planes maestros de acueducto - II fase de la región de Urabá, municipios de Turbo, Carepa, Apartadó y Chigorodó.	3,183	3,402
Rendimientos financieros 10004502	Saldo de recursos de capitalización recibidos del Departamento de Antioquia y los intereses generados.	614	582
Aportes Departamento 10008940, 8941	Contrato Interadministrativo para el desarrollo de la optimización del sistema de recolección de aguas residuales del municipio de Turbo	35	371
Fondo de Vivienda	Recursos destinados para mejorar la calidad de vida de sus trabajadores mediante la concesión de créditos destinados a la compra y mejora de vivienda.	84	-
Rendimientos financieros 10005141	Contrato Interadministrativo para la construcción de los planes maestros de acueducto -II fase de la región de Urabá, municipios de Turbo, Carepa, Apartadó y Chigorodó.	-	5
Apoyo financiero 10005431- 07-CF12-4842	Saldo del convenio firmado con el Departamento de Antioquia para la ejecución de obras.	-	2
Total recursos restringidos Aguas de Urabá		3,916	4,362
Recursos restringidos Aguas Nacionales			
Encargo fiduciario FiduBogota 197517	Convenio Interadministrativo No.1 de colaboración celebrado entre EPQ en Liquidación y EPM, para la gestión de inversiones y su interventoría, mantenimiento y operación de los sistemas de acueducto, alcantarillado y aseo en la zona urbana del municipio de Quibdó.	584	1,002
Bancolombia FL 536423		157	53
Caja principal MN		-	30
Caja Menor Restringido A FL MN		4	1
Total recursos restringidos Aguas Nacionales		745	1,086
Total recursos restringidos		110,372	144,945

Nota 11 Inversiones para administración de liquidez

El saldo de las inversiones para administración de liquidez a 30 de septiembre de 2014 y diciembre 31 de 2013 fue:

		2014		2013	
		Valor	Rentabilidad promedio	Valor	Rentabilidad promedio
Derechos en fondos de valores y fiducias de inversión	(1)	97,549	3.46% E.A.	72,832	3.26% E.A.
Títulos de tesorería –TES	(2)	13,665	5.08% E.A.	126,181	6.09% E.A.
Certificados de depósito a término	(3)	318,163	4.93% E.A, 4.05% E.A. en GTQ, 1.95% E.A. en USD	633,692	4.06% E.A, 5.69% E.A. en GTQ, 3.85% E.A. en USD
Bonos y títulos emitidos por entidades financieras	(4)	1,342,195	0.36% E.A. en USD	309,467	0.38% E.A. en USD
Bonos Y Títulos emitidos por entidades del exterior	(5)	80,062	8.50% E.A. en GTQ -2.01% E.A. en USD	78,796	8.50% E.A. en GTQ 7.21% E.A. en USD
Bonos y títulos emitidos por el Gobierno General Nacional	(6)	378		51	
Bonos y títulos emitidos por el sector privado		0		31,492	
Otras inversiones para administración de liquidez		419	3.18% E.A en USD	37,027	0.99% E.A en USD
Inversiones para administración de liquidez corrientes		1,852,431		1,289,538	
Depósitos de operaciones de endeudamiento externo		0		0	
Otras inversiones para administración de liquidez		7,634		8,185	
Inversiones para administración de liquidez no corrientes		7,634		8,185	
Total inversiones para administración de liquidez		1,860,065		1,297,723	

- (1) Inversiones a corto plazo efectuadas con dineros propios en carteras colectivas. Se tratan como una cuenta corriente y son inversiones que se realizan para obtener un rendimiento de los excedentes de efectivo.
- (2) Títulos de deuda pública interna emitidos por el Gobierno Nacional y administrados por el Banco de la República. Estos instrumentos se valoran por precio.
- (3) Instrumentos financieros de captación de ahorro cuya tasa de interés está determinada por el monto, el plazo y las condiciones de mercado en el momento de la constitución.
- (4) Corresponden a inversiones en depósitos a plazo, celebradas con instituciones financieras internacionales con calificación mínima de A+ para el largo plazo y A-1+ para el corto plazo, y sucursales en el exterior de establecimientos bancarios vigilados por la Superintendencia Financiera de Colombia con la máxima calificación vigente para largo y corto plazo.
- (5) Inversiones internacionales en Bonos, Fondos mutuos de inversión y Exchange Traded Funds (ETF). Durante el mes de septiembre se presentó una desvalorización del ETF sobre el S&P 500 por lo que la rentabilidad puntual del mes fue negativa (-2.01%), la rentabilidad para el año corrido es de 2.43%.
- (6) Corresponden a Títulos de Devolución de impuestos (TIDIS).

Nota 12 Deudores, neto

El saldo de deudores a 30 de septiembre de 2014 y diciembre 31 de 2013 fue:

		2014	2013
Prestación de servicios públicos			
Servicio de energía		1,263,668	1,268,526
Servicio de telecomunicaciones		-	296,898
Subsidio servicio de telecomunicaciones		-	17,764
Subsidio servicio de energía		43,273	5,741
Servicio de gas combustible		105,465	98,402
Servicio de acueducto		65,169	62,123
Servicio de alcantarillado		52,942	69,140
Subsidio servicio gas combustible		11,776	6,638
Subsidio servicio de acueducto		9,789	5,511
Subsidio servicio de alcantarillado		5,622	2,413
Servicio de aseo		17,075	6,929
Otros deudores			
Prestación de servicios diferentes a servicios públicos		194,816	217,802
Anticipos o saldos a favor por impuestos y contribuciones	(1)	163,937	351,273
Depósitos y anticipos entregados		198,204	162,978
Créditos a empleados		18,044	28,481
Intereses		291	328
Recursos entregados en administración	(2)	494,664	664,976
Cuotas partes pensionales		23,251	25,532
Esquemas de cobro		64	10,732
Venta de bienes		4,244	30,061
Pagos por cuenta de terceros		26,347	38,062
Arrendamientos		8,775	8,706
Administración recursos sistema de salud		-	-
Ventas de activos		567	279
Honorarios y comisiones		3,610	3,109
Dividendos y participaciones por cobrar		1	-
Otros deudores menores		232,569	89,281
Deudas de difícil cobro			
Servicio de energía		112,598	161,234
Servicio de telecomunicaciones		-	137,313
Servicio de acueducto		9,811	9,684
Servicio de gas combustible		11,184	10,335
Servicio de alcantarillado		8,394	8,149
Otras deudas de difícil cobro		13,386	92,897
Deudores corrientes		3,099,536	3,891,297
Provisión porción corriente	(3)	(277,105)	(587,698)
Deudores neto porción corriente		2,822,431	3,303,599
Prestación de servicios públicos			
Servicio de gas combustible		170,412	164,430

Servicio de energía		169,373	161,493
Servicio de acueducto		28,155	28,214
Servicio de alcantarillado		16,792	16,797
Otros deudores			
Créditos a empleados		83,191	112,089
Depósitos y anticipos entregados		87,915	91,539
Pagos por cuenta de terceros		3,125	3,091
Intereses		1,943	319
Venta de bienes		3,756	4,830
Prestación de servicios		1,231	334,327
Recursos entregados en administración		1,506	1,506
Esquemas de cobro		-	84
Otros		336,152	40,973
Deudores no corrientes		903,551	959,692
Deudores, neto		3,725,982	4,263,291

- (1) Incluye principalmente anticipos del impuesto de renta, IVA de importaciones temporales.
- (2) Incluye los encargos fiduciarios por parte de Aguas Nacionales S.A E.S.P.
- (3) El movimiento de la provisión de deudores fue:

	2014	2013
Saldo inicial:	587,698	543,248
Incremento del año	24,551	110,882
Gasto de ejercicios anteriores	(103)	(1,565)
Ajuste por conversión	320	2,208
Combinación de negocios	(277,938)	7,743
Reclasificación de la provisión	(3)	(1,107)
Recuperación de la provisión	(2,062)	(33,888)
Utilización de la provisión	(55,358)	(39,823)
Total provisión para deudores	277,105	587,698

Nota 13 Inventarios, neto

El saldo de inventarios a 30 de septiembre de 2014 y diciembre 31 de 2013 fue:

		2014	2013
Materiales para la prestación de servicios	(1)	185,314	218,720
Mercancía en existencia	(2)	15,168	30,787
Mercancía en poder de terceros		5,579	7,685
Mercancía en tránsito		1,707	5,302
Productos en proceso		987	1,024
Subtotal inventarios		208,755	263,518
Provisión			
Materiales para la prestación de servicios		(967)	(3,587)
Mercancías en existencia		0	(1,848)
Total provisión	(3)	(967)	(5,435)
Total inventarios		207,788	258,083

- (1) Incluye repuestos menores utilizados para la reparación de los activos de las empresas, así como elementos y accesorios necesarios para la prestación de los servicios.
- (2) Incluye elementos de víveres y rancho asociados a los productos comercializados en las proveedurías de EPM.
- (3) El movimiento de la provisión de inventarios fue:

	2014	2013
Saldo inicial	5,435	6,712
Incremento del período	118	2,319
Ajuste de ejercicios anteriores	-	(476)
Combinación de negocios	(4,760)	-
Ajuste por conversión	-	(8)
Recuperación de provisiones	174	(1,392)
Reclasificaciones	-	(1,720)
Saldo final	967	5,435

Nota 14 Gastos pagados por anticipado

El saldo de gastos pagados por anticipado a 30 de septiembre de 2014 y diciembre 31 de 2013 fue:

		2014	2013
Seguros		43,299	38,667
Arrendamientos		9	6,776
Otros gastos pagados por anticipado		10,305	19,147
Gastos pagados por anticipado corrientes		53,613	64,590
Seguros	(1)	29,713	38,489
Arrendamientos		4	30,806
Otros gastos pagados por anticipado	(2)	53,564	131,383
Gastos pagados por anticipado no corrientes (ver nota 18)		83,281	200,678
Total gastos pagados por anticipado		136,894	265,268

- (1) Incluye principalmente las pólizas todo riesgo y responsabilidad civil extracontractual del proyecto hidroeléctrico Ituango en EPM matriz. Ambas pólizas tienen vigencia hasta el 15 de marzo de 2020.
- (2) Incluye principalmente los derechos de usos de cables denominados IRUS y Wimax, y compra de dominios entre otros conceptos (Derecho Irrevocable de Uso –IRU- sobre hilos de fibra óptica oscura, compra de dominios, derechos de usufructo).

Nota 15 Inversiones patrimoniales, neto

El saldo de las inversiones patrimoniales a 30 de septiembre de 2014 y diciembre 31 de 2013 fue:

		2014	2013
En entidades no controladas		721,083	604,872
En entidades en liquidación		102	102
Inversiones patrimoniales	(1)	721,185	604,974
Provisión	(2)	(12,672)	(103,604)
Inversiones patrimoniales, neto		708,513	501,370

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

Empresa	Domicilio	Objeto social	Porcentaje de participación		Fecha de creación
			2014	2013	
UNE EPM Telecomunicaciones S.A. (*)	Medellín	Prestación de servicios de telecomunicaciones, tecnologías de la información y las comunicaciones, servicios de información y las actividades complementarias.	50.00%	99.99%	Junio 29, 2006

Isagen S.A. E.S.P.	Medellín	Generación y comercialización de energía eléctrica, gas natural por redes, así como la comercialización de carbón, vapor y otros energéticos de uso industrial.	13.14%	13.14%	Abril 4, 1995
Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P.	Medellín	Operación y mantenimiento de su propia red de transmisión, la expansión de la red nacional de interconexión, la planeación y coordinación de la operación de los recursos del SIN.	10.17%	10.17%	Septiembre 14, 1967
Hidroeléctrica Ituango S.A. E.S.P.	Medellín	Operación y mantenimiento de su propia red de transmisión, la expansión de la red nacional de interconexión, la planeación y coordinación de la operación de los recursos del SIN.	46.45%	46.45%	Diciembre 29, 1997
Gestión Energética S.A. E.S.P. -GENSA	Manizales	Prestación de uno o más de los servicios públicos de que trata la Ley 142 de 1994 o la realización de una o varias actividades que considera como complementarias o una y otra actividad.	0.19%	0.19%	Mayo 4, 1993
Reforestadora Industrial de Antioquia -RIA	Medellín	Producir, transformar y comercializar productos maderables y no maderables de plantaciones forestales, buscando una alta rentabilidad y sostenibilidad.	6.72%	6.72%	Febrero 28, 2003
Electrificadora del Caribe S.A.	Barranquilla	Distribución y comercialización de energía eléctrica en el Caribe colombiano.	0.07%	0.07%	Junio 06, 1998
Transoriente S.A. E.S.P.	Bucaramanga	Transporte de gas combustible mediante la construcción, operación y mantenimiento de gasoductos troncales y ramales.	6.73%	6.73%	Marzo 24, 1994
Gas Natural del Oriente S.A. E.S.P.	Bucaramanga	Prestación del servicio público esencial de distribución de gas combustible domiciliario en cualquier parte del país.	10.00%	10.00%	Agosto 30, 1997

* Inversión registrada bajo el método de participación patrimonial debido a la influencia importante que ejerce EPM.

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

2014

Empresa	Costo	Provisión	Neto	Valorización	Dividendos
UNE EPM Telecomunicaciones S.A.	273,024	-	273,024	1,417,108	-
Isagen S.A. E.S.P.	194,312	-	194,312	791,101	28,559
Interconexión Eléctrica S. A. E.S.P. - ISA	187,035	-	187,035	855,693	24,098
Hidroeléctrica Ituango S.A. E.S.P.	28,025	-	28,025	6,406	-
Gestión Energética S.A. E.S.P.	12,700	(12,059)	642	-	-
Promoriente S.A. E.S.P. (*)	8,633	-	8,633	4,974	-
Gas Natural del Oriente S.A. E.S.P.	7,651	-	7,651	9,665	2,135
Reforestadora Industrial de Antioquia (RIA)	5,076	(117)	4,959	-	-
Electrificadora del Caribe S.A. E.S.P.	1,763	(295)	1,469	9	-
Hidroeléctrica del río Aures	446	-	446	11	-
Otros	2,519	(201)	2,318	330	43
Total	721,184	(12,671)	708,513	3,085,296	54,835

* Antes Transoriente S.A. E.S.P.

2013

Empresa	Costo	Provisión	Neto	Valorización	Dividendos
Isagen S.A. E.S.P.	194,312	-	194,312	955,907	21,170
Interconexión Eléctrica S. A. E.S.P. - ISA	187,035	-	187,035	837,676	24,460
Colombia Móvil S.A. E.S.P.	152,063	(85,515)	66,548	-	-
Hidroeléctrica Ituango S.A. E.S.P.	28,111	-	28,111	6,314	1,977
Gestión Energética S.A. E.S.P.	12,700	(12,059)	642	-	-
Transoriente S.A. E.S.P.	8,633	-	8,633	4,089	-
Interconexión Eléctrica S. A. E.S.P. - ISA	7,651	-	7,651	11,137	2,416
Reforestadora Industrial de Antioquia (RIA)	5,076	(125)	4,951	-	-
Electrificadora del Caribe S.A. E.S.P.	1,764	(336)	1,428	-	-
Hidroeléctrica del río Aures	446	-	446	12	-
Otros	7,184	(5,570)	1,614	25,665	461
Total	604,974	(103,604)	501,370	1,840,799	50,483

La información financiera principal de las inversiones patrimoniales a diciembre 31 de 2013 fue:

2013

Empresa	Resultado neto	Activos	Pasivos	Patrimonio
Interconexión Eléctrica S. A. E.S.P.	433,048	10,233,090	2,818,975	7,414,115
Isagen S.A. E.S.P.	314,422	7,309,208	3,553,393	3,755,815
Hidroeléctrica Ituango S.A. E.S.P.	834	92,436	18,005	74,431
Reforestadora Industrial de Antioquia -RÍA-	67	77,203	3,480	73,723

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

Concepto	2014	2013
Saldo inicial	103,604	99,515
Incremento del año	2,762	4,097
Gasto provisión años anteriores	-	855
Combinación de negocios	(90,970)	47
Recuperación de provisiones	(2,724)	(910)
Saldo final	12,672	103,604

Nota 16 Propiedades, planta y equipo, neto

El saldo de las propiedades, planta y equipo a 30 de septiembre de 2014 y diciembre 31 de 2013 fue:

		2014	2013
Construcciones en curso	(1)	3,886,309	3,204,013
Plantas, ductos y túneles	(2)	6,893,180	7,966,692
Redes, líneas y cables	(2)	6,375,408	7,980,215
Edificaciones	(2)	2,965,011	3,058,647
Equipos de comunicación y computación		314,942	1,298,462
Maquinaria y equipo		401,234	493,079
Terrenos		211,861	210,648
Equipos de transporte, tracción y elevación		199,989	203,365
Bienes muebles en bodega		69,979	179,552
Muebles, enseres y equipo de oficina		82,549	113,978
Propiedades, planta y equipo no explotados		111,940	103,530
Maquinaria, planta y equipo en montaje		12,749	131,409
Propiedades, planta y equipo en tránsito		14,835	13,126
Equipo médico y científico		32,531	29,787
Propiedades, planta y equipo en mantenimiento		5,080	10,640
Otros		10,733	11,215
Subtotal propiedad, planta y equipos		21,588,330	25,008,358
Depreciación acumulada			
Plantas, ductos y túneles		(4,678,026)	(5,719,737)
Redes, líneas y cables		(2,734,337)	(3,517,871)
Equipos de comunicación y computación		(247,385)	(855,934)
Edificaciones		(798,029)	(780,247)
Maquinaria y equipo		(222,362)	(286,407)
Equipos de transporte, tracción y elevación		(162,825)	(161,560)
Muebles, enseres y equipo de oficina		(67,389)	(84,501)
Equipo médico y científico		(19,434)	(17,483)
Otros		(989)	(1,812)
Depreciación acumulada (cr)	(3)	(8,930,776)	(11,425,552)
Depreciación diferida		2,540,486	2,561,246
Total depreciación		(6,390,290)	(8,864,306)
Provisiones para protección de propiedades, planta y equipo (cr)	(4)	(34,305)	(120,903)
Total propiedades, planta y equipo, neto		15,163,735	16,023,149

- (1) Al 30 de septiembre de 2014 presentaron un incremento del \$682,296, 21%, con respecto diciembre de 2013 explicado por la adquisición de bienes y servicios especialmente para la construcción de la Central Hidroeléctrica Ituango relacionado con la adquisición de equipos, avance en obras de infraestructura relacionadas con la terminación de vías, construcción de túneles y puentes vehiculares, excavación del vertedero, llenos de la presa y construcción de la atagúa.

Los demás cargos fueron destinados a proyectos de expansión y reposición de redes de Aguas, Energía y Gas.

- (2) Corresponde a los componentes de la infraestructura operativa de los negocios de Generación, Transmisión y Distribución, Gas Natural, Acueducto y Saneamiento Aguas Residuales.
- (3) El movimiento de la depreciación se detalla a continuación:

	2014	2013
Saldo inicial	11,425,552	10,392,462
Incremento del periodo	379,868	818,206
Combinación de negocios	(3,116,135)	46,735
Ajuste por conversión	40,098	59,601
Depreciación diferida, neta	230,935	238,110
Retiros de propiedad, planta y equipo	(46,003)	(120,460)
Cargo años anteriores	-	3,757
Otros	16,461	(12,859)
Saldo final	8,930,776	11,425,552

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

	2014	2013
Saldo inicial	120,903	103,291
Incremento del periodo	-	29,811
Gasto provisión años anteriores	-	(706)
Retiro de propiedad, planta y equipo	(1,073)	(223)
Ajuste por conversión	-	3
Combinación de negocios	(85,522)	26
Otros	-	(2,365)
Recuperación de provisión	(3)	(8,934)
Saldo final	34,305	120,903

Nota 17 Reserva financiera actuarial

El saldo de la reserva financiera actuarial a 30 de septiembre de 2014 y diciembre 31 de 2013 fue:

Concepto		2014	2013
Encargos fiduciarios	*	649,154	736,183
Total encargos fiduciarios		649,154	736,183

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

- Se constituyó Patrimonio Autónomo con Fiduciaria Davivienda S. A. para la administración de los recursos destinados al pago 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 esperados, se logrará cubrir al 2056 el total de las mesadas pensionales, de acuerdo con el estudio actuarial.

- Se constituyó Patrimonio Autónomo con el Consorcio EPM 2008 (conformado por BBVA Fiduciaria S. A. con participación del 40%, BBVA Horizonte con participación del 40% y Fiduciaria Corficolombiana con participación del 20%) para garantizar el cubrimiento de las obligaciones generadas por los bonos pensionales, las cuotas partes pensionales y el pago de indemnizaciones sustitutivas derivadas de los riesgos que regula el sistema general de pensiones.

El valor del patrimonio se proyecta de manera que se extinga al momento del pago del último bono pensional a cargo de EPM en el 2065; por lo tanto, con su constitución se garantiza la disponibilidad de recursos para atender el pago del pasivo pensional de bonos y se independiza el manejo financiero de los mismos.

Nota 18 Otros activos

El saldo de otros activos a 30 de septiembre de 2014 y diciembre 31 de 2013 fue:

		2014	2013
Bienes entregados a terceros	(1)	-	49,183
Cargos diferidos y otros intangibles	(2)	16,658	35,667
Provisión sobre bienes entregados a terceros	(1)	-	(250)
Total otros activos corrientes		16,658	84,600
Intangibles	(3)	1,233,440	2,322,117
Cargos diferidos	(2)	449,972	499,169
Bienes entregados a terceros	(1)	10,195	400,430
Derechos en fideicomisos	(4)	95,161	118,112
Obras y mejoras en propiedad ajena	(5)	136,322	133,158
Bienes adquiridos en leasing financiero		-	3,077
Bienes de arte y cultura		29	77
Recursos naturales no renovables		95	-
Bienes recibidos en dación de pago		629	-
Total otros activos no corrientes		1,925,843	3,476,140
Amortización de intangibles	(3)	(290,227)	(793,667)
Amortización de bienes entregados a terceros	(1)	(5,300)	(301,787)
Depreciación de bienes adquiridos en leasing		-	(2,914)
Provisión sobre bienes entregados a terceros	(1)	(4)	(4)
Total depreciaciones, amortizaciones y provisiones otros activos		(295,531)	(1,098,372)
Total otros activos no corrientes		1,630,312	2,377,768
Total otros activos, neto		1,646,970	2,462,368

- (1) El saldo de bienes entregados a terceros a 30 de septiembre de 2014 y diciembre 31 de 2013 fue:

		2014	2013
Bienes entregados en administración		6,640	368,353
Bienes entregados en comodato		3,555	51,330
Otros bienes entregados a terceros		0	29,930
Subtotal bienes entregados a terceros		10,195	449,613
Amortización	(1.1)	(5,300)	(301,787)
Provisión		(4)	(254)
Total bienes entregados a terceros		4,891	147,572

(1.1) El movimiento de la amortización de bienes entregados a terceros fue:

		2014	2013
Saldo inicial		301,787	254,811
Incremento del periodo		19	70,149
Retiros		-	(21,343)
Combinación de negocios		(296,693)	-
Ajustes y eliminaciones		-	-
Otros incrementos (disminuciones)		187	(1,830)
Saldo final		5,300	301,787

(2) El saldo de cargos diferidos a 30 de septiembre de 2014 y diciembre 31 de 2013 fue:

		2014	2013
Impuesto diferido	(2.1)	385,086	413,138
Estudios y proyectos		48,161	72,641
Impuesto al patrimonio para preservar la seguridad democrática	(2.2)	4,168	16,671
Descuento en bonos y títulos de deuda pública externa de largo plazo	(2.3)	16,435	18,616
Prima en contratos de estabilidad jurídica	(2.4)	6,678	7,049
Gastos de organización y puesta en marcha		0	1,176
Otros cargos diferidos		6,102	5,545
Total cargos diferidos		466,630	534,836

- (2.1) En 2013 se generó impuesto diferido débito por la provisión de cartera, el cálculo actuarial, las provisiones, la diferencia en cambio sobre las inversiones del exterior y el crédito mercantil principalmente.
- (2.2) Corresponde al impuesto al patrimonio, conforme a la Ley 1370 de 2009 en Colombia, para las empresas del grupo que no poseían en su patrimonio revalorización del patrimonio para ser descontado. Este impuesto se amortizará hasta el año 2014.
- (2.3) Corresponde al descuento otorgado por la emisión de bonos internacionales (cupón de 7.625%), por el crédito de USD 500 millones. La prima se amortizará hasta su fecha de vencimiento en julio de 2019.
- (2.4) Corresponde a la prima pagada a la Nación por el contrato de estabilidad jurídica para la actividad de generación energía de EPM matriz. Se suscribió a un plazo de veinte (20) años y su valor fue equivalente al 0.5% del valor de las inversiones realizadas en período improductivo y el 1% en la etapa de operación. El monto inicial ascendió a \$9,894.

(3) El saldo de intangibles a 30 de septiembre de 2014 y diciembre 31 de 2013 fue:

		2014	2013
Crédito mercantil y know how	(3.1)	940,129	1,420,440
Software, licencias, derechos		209,435	877,837
Marcas, concesiones y franquicias		1,792	24
Servidumbres		19,399	14,230
Otros intangibles		62,686	9,586
Subtotal intangibles		1,233,441	2,322,117
Menos amortización del crédito mercantil y know how	(3.1)	(98,567)	(353,635)
Menos amortización de software, licencias, derechos		(159,429)	(426,737)
Menos amortización de marcas, concesiones y franquicias		(8)	(4)
Menos amortización de servidumbres y otros		(32,224)	(13,291)
Subtotal amortización	(3.2)	(290,228)	(793,667)
Total intangibles		943,213	1,528,450

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

Empresa	Costo	Amortización	Valor Neto
Distribución Eléctrica Centroamericana II S. A. - DECA II	336,140	(30,612)	305,528
EPM Ituango S.A. E.S.P. en Liquidación	177,667	-	177,667
Panama Distribution Group S. A. - PDG	109,883	(21,391)	88,492
Del Sur S.A. de C.V.	47,814	(14,479)	33,335
Empresa de Energía del Quindío S.A. E.S.P. (EDEQ)	23,923	(23,923)	-
Gestión de Empresas Eléctricas S.A.	17,682	(1,531)	16,151
Tecnología Intercontinental S.A. de C.V. (TICSA)	161,711	-	161,711
Hidroecológica del Teribe S.A. (HET)	6,032	(6,032)	-
Central Hidroeléctrica de Caldas S.A. E.S.P. (CHEC)	593	(593)	-
Aguas de Malambo S.A. E.S.P.	64	(6)	58
Espíritu Santo Energy S. de R.L.	32,200	-	32,200
Aguas Nacionales EPM S.A. E.S.P.	3	-	3
Parque Eólico Los Cururos Ltda.	16,535	-	16,535
Parque Eólico La Cebada S.A.	9,882	-	9,882
Total crédito mercantil	940,129	(98,567)	841,562

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

		2014	2013
Saldo inicial		793,667	716,946
Incremento del año		37,318	51,945
Retiro de intangibles		-	-
Combinación de negocios		(534,958)	-
Otros		(5,799)	24,776
Saldo final		290,228	793,667

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

Nota 19 Valorizaciones

El saldo de valorizaciones a 30 de septiembre de 2014 y diciembre 31 de 2013 fue:

		2014	2013
Inversiones patrimoniales		3,085,296	1,840,799
Propiedad, planta y equipo	*	8,792,628	9,290,911
Otros activos		52,954	52,954
Total valorizaciones		11,930,878	11,184,664

(*) A 30 de septiembre de 2014 y diciembre 31 de 2013, comprendió lo siguiente:

		2014	2013
Plantas, ductos y túneles		3,199,760	3,303,625
Redes, líneas y cables		2,982,678	3,154,869
Edificaciones		1,173,362	1,263,924
Terrenos		1,330,901	1,410,552
Equipos de comunicación y computación		14,084	55,423
Equipos de transporte, tracción y elevación		45,887	50,178
Maquinaria y equipo		28,079	33,187
Muebles enseres y equipo de oficina		15,939	17,230
Equipo médico y científico		1,900	1,885
Equipo de comedor, cocina, despensa y hotelería		38	38
Total valorización propiedad, planta y equipo		8,792,628	9,290,911

Pasivos

Nota 20 Operaciones de crédito público y financiamiento

El saldo de operaciones de crédito público a 30 de septiembre de 2014 y diciembre 31 de 2013 fue:

		2014	2013
Operaciones de endeudamiento interno	(1)	126,639	326,604
Operaciones de endeudamiento externo	(2)	584,840	521,202
Operaciones de crédito público corrientes		711,479	847,806
Operaciones de endeudamiento interno	(1)	2,939,719	3,473,724
Operaciones de endeudamiento externo	(2)	5,977,907	4,908,966
Operaciones de crédito público no corrientes		8,917,626	8,382,690
Total operaciones de crédito público		9,629,105	9,230,496

(1) Operaciones de endeudamiento interno:

		2014	2013
Operaciones de endeudamiento interno corrientes		126,639	326,604
Operaciones de endeudamiento interno no corrientes		2,939,719	3,473,724
Total operaciones de crédito público		3,066,358	3,800,328

Empresa Deudora	Detalle	2014		2013	
		Tasa de Interés	Pesos (Millones)	Tasa de Interés	Pesos (Millones)
EPM	Bonos *	IPC + 3.25% a 7.12%, Fija 10.80% a 13.80%	2,011,390	IPC + 3.25% a 7.12%, Fija 10.80% a 13.80%	1,662,990
EPM	Club Deal (Davivienda, Bogota, Santander, Helm Bank)	DTF + 2.7%	517,214	DTF + 2.7%	557,000
ESSA	Banco de Bogotá	DTF + 2.84%	183,500	DTF + 2.84	155,500
CHEC	Icel, Corpbanca y BBVA	Fija 6.5% e IPC + 4.5%	118,375	Fija 6.5%	485
EPM	Banco Agrario***	IPC + 4.7%	116,000		
CENS	Bancolombia Y Banco de Bogotá	DTF + 3.0%	75,000	DTF + 3.3% - DTF + 3.0%	70,000
AGUAS DE URABÁ	Helm Bank, Banco Popular, Findeter y BBVA	DTF -0.7% a DTF + 3.45 e IPC + 4.90%	19,532	DTF - 1% - DTF + 3.9%	17,844
EDEQ	Bancolombia y BBVA	DTF + 2.45% - DTF + 2.9%	17,646	DTF + 2.45% - DTF + 2.9%	20,508
AGUAS DE OCCIDENTE	Bancolombia y Popular	DTF + 2.75 %-3.5%	7,700	DTF + 2.75 %-3.5%	6,000
ESSA	Fondos Ordinarios	TV	0		0
UNE	Bonos **			IPC + 3.67% a 5.10%	600,000
UNE	Sindicado Local			DTF + 3.9%	400,000
UNE	Davivienda			DTF+1.36%	310,000
TOTAL			3,066,358		3,800,328

* Los bonos EPM no tienen garantía e incluían: i) \$1.000.000 cuya subasta se celebró entre noviembre de 2008 y marzo de 2009, con vencimiento entre los años 2011 y 2024; ii) \$500.000 cuya subasta se llevó a cabo el 14 de diciembre de 2010, con vencimiento en los años 2016, 2022 y 2030; iii) 367.280 cuya subasta se llevó el 4 de diciembre de 2013, con vencimiento en los años 2018, 2023 y 2033 y iv) 500.000 cuya subasta se llevó el 29 de julio de 2014 con vencimiento en los años 2020, 2026 y 2034.

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

Para efectos de la información consolidada a septiembre de 2014 no se incluye la deuda financiera de UNE debido a la fusión entre UNE EPM Telecomunicaciones S.A. y Millicom Spain Cable S.L.

*** En el mes de junio el Banco Agrario de Colombia desembolsó un crédito por \$116.000 con vencimiento en 2030 y el cual está destinado para financiar el Plan de Inversiones y las oportunidades de crecimiento del negocio.

(2) Operaciones de endeudamiento externo:

	2014	2013
Operaciones de endeudamiento externo corrientes	584,840	521,202
Operaciones de endeudamiento externo no corrientes	5,977,907	4,908,966
Total operaciones de crédito público	6,562,747	5,430,168

2014						2013			
Empresa Deudora	Detalle	Tasa de Interés	Moneda Original	Saldo Moneda Original (millones)	Equivalente en Pesos (millones)	Tasa de Interés	Moneda Original	Saldo Moneda Original (millones)	Equivalente en Pesos (millones)
EPM	Bonos **	7.625% - 8.375%	COP	2,215,745	2,215,745	8.375%	COP	1,250,000	1,250,000
EPM	Bonos *	7.625%	USD	500	1,014,240	7.625%	USD	500	963,415
EPM	AFD ***	4.32%	USD	269	545,661	4.32%	USD	195	375,732
EPM	IFC	Libor + 1.875% - 2.15%	USD	257	520,833	Libor + 1.875% - 2.15%	USD	349	672,464
EPM	BID 1664, 2120, 800, 792 y 2217	Libor + 1.05%, 1.43%, 2%	USD	236	478,221	Libor + 1.05%, 1.43%, 2%	USD	370	712,289
ENSA	Bonos	7.6% - Libor + 2.375% - 4.73% EA	USD	200	405,696	7.6% - Libor + 2.375% - 4.73% EA	USD	200	385,366
EPM	Bank of Tokyo y BBVA Tokyo	Libor + 0.95%	USD	150	304,264	Libor + 0.95%	USD	167	321,133
EEGSA	Citibank	8.5%	USD	97.24	197,239	8.25%	USD	97	187,355
EPM	BID 2120-1	6.2716%	COP	190,295	190,295				
EEGSA	Banco Industrial	Tasa Activa - 6.56%	GTQ	496.60	131,315	Tasa activa - 5.30%	GTQ	497	122,028
TICSA***	Interacciones	TIIE+3.00%, 3.90%, 4.0% y 4.07%	MXN	626	94,592	TIIE+3.00%, 3.90%, 4.0% y 4.07%	MXN	672	98,805
ENSA	Otros	TF	USD	43	87,252			0	
EEGSA	Banco G&T Continental	Tasa Activa - 6.56%	GTQ	322.60	85,305	Tasa activa - 5.50%	GTQ	323	79,271
DEL SUR	Bonos	Min 4.5 % - Max 8%	USD	30	60,854	Min 4.5 % - Max 8%	USD	30	57,692
DEL SUR	Banco Davivienda	3.97%	USD	25	50,506	3.97%	USD	25	48,056
EEGSA	Banco Agromercantil de Guatemala	Tasa Activa - 6.56%	GTQ	175.00	46,275	Tasa Activa - 6.56%	GTQ	175	43,002
TICSA***	Banco del Bajío	TIIE+2.75%	MXN	279	42,082	TIIE+2.75%	MXN	117	17,185
TICSA***	Banco Reformador	Tasa activa - 6.56% Tasa Piso 6%	GTQ	130.34	34,466	Tasa activa - 6.56% Tasa Piso 6%	GTQ	130	32,029
TICSA***	Banobras	8.16% , 8.28% , 9% y 11.5%	MXN	201	30,313	8.16% , 8.28% , 9% y 11.5%	MXN	217	31,994

TICSA***	Banorte	TIIE+4.00%	MXN	125	18,866	TIIE+4.00%	MXN	143	20,992
TICSA***	Banco Internacional	Tasa activa - 6.55% 13.48%	GTQ	33.00	8,726	Tasa activa - 6.55% 13.48%	GTQ	33	8,109
TICSA***	Santander	TIIE + 4.5%	MXN	0	0	TIIE + 4.5%	MXN	20	2,932
HET	Otros	9.00%	USD	0	0	9.00%	USD	0	319
TOTAL					6,562,747	5,430,167			

- Relación Cobertura de Intereses debe ser mayor a 3 veces.

4. Agencia Francesa de Desarrollo

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

5. Crédito de EGGSA con el Citibank

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

Para el 30 de septiembre de 2014, el Grupo EPM estaba en el cumplimiento de estos pactos.

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

Año	Dólares americanos (millones)	Quetzales (millones)	Pesos Colombianos (millones)	Pesos Mexicanos (millones)	Equivalente en pesos (millones)
2014	148	5	46,183	18	350,314
2015	145	5	123,578	96	433,831
2016	161	167	254,836	107	641,349
2017	104	167	155,497	131	429,694
2018	121	167	418,821	139	730,238
2019 en adelante	1,128	648	4,473,482	739	7,043,679
Total	1,807	1,159	5,472,397	1,230	9,629,105

Nota 21 Operaciones de cobertura

El saldo de las operaciones de cobertura de crédito a 30 de septiembre de 2014 y diciembre 31 de 2013 fue:

	2014	2013
Obligaciones en contratos derivados	241,459	133,940
Derechos en contratos derivados (DB)	(239,235)	(101,137)
Operaciones de cobertura corrientes	2,224	32,803
Obligaciones en contratos derivados	406,317	141,029
Derechos en contratos derivados (DB)	(392,552)	(105,394)
Operaciones de cobertura no corrientes	13,765	35,635
Total operaciones de cobertura (*)	15,989	68,438

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

Vencimiento	Derechos	Obligaciones	Total neto
2014			
2015	239,235	241,459	(2,224)
2016	247,313	268,587	(21,275)
2017	72,620	68,865	3,755
2018	72,620	68,865	3,755
Total	631,787	647,776	(15,989)

Nota 22 Cuentas por pagar

El saldo de cuentas por pagar a 30 de septiembre de 2014 y diciembre 31 de 2013 fue:

		2014	2013
Adquisición de bienes y servicios nacionales	*	581,807	960,536
Adquisición de bienes y servicios del exterior		390,223	350,270
Acreedores		865,268	565,887
Intereses por pagar		155,033	186,703
Otras cuentas por pagar		68,423	59,930
Cuentas por pagar corrientes		2,060,754	2,123,326
Adquisición de bienes y servicios nacionales		3,139	2,233
Otras cuentas por pagar		358,086	298,708
Cuentas por pagar no corrientes		363,630	300,941
Total cuentas por pagar		2,424,384	2,424,267

(*) Se presentó una disminución por \$378,729, asociado salida de las empresas de telecomunicaciones en el consolidado por la fusión de UNE y Millicom.

Nota 23 Impuestos, contribuciones y tasas por pagar

El saldo de los impuestos, contribuciones y tasas por pagar a 30 de septiembre de 2014 y diciembre 31 de 2013 fue:

		2014	2013
Impuesto de renta	(1)	102,368	52,124
Impuesto al patrimonio	(2)	-	147,078
Retención en la fuente		38,361	80,359
Impuesto a las ventas		16,797	(4,049)
Impuesto de industria y comercio		25,901	37,979
Otros impuestos, contribuciones y tasas		29,263	148,572
Impuestos, contribuciones y tasas por pagar corrientes		212,690	462,063
Impuesto al patrimonio	(2)	-	2,085
Impuesto a las ventas en importaciones temporales	(3)	-	720
Otros impuestos, contribuciones y tasas		348	-
Impuestos, contribuciones y tasas por pagar no corrientes		348	2,805
Total impuestos, contribuciones y tasas por pagar		213,038	464,868

(1) Impuesto sobre la renta: las disposiciones fiscales aplicables y vigentes, establecen lo siguiente:

- La tasa nominal del impuesto sobre la renta es del 25% para la matriz y las filiales nacionales. La tasa nominal del impuesto de renta para la equidad CREE es del 9%. Para las filiales de Guatemala, el impuesto se determina por el régimen sobre las utilidades de actividades lucrativas (para el año 2014 una tarifa del 28% sobre la renta imponible determinada sobre la base de los ingresos netos) ó por el régimen opcional simplificado sobre ingresos de actividades lucrativas (tarifa del 5% hasta Q 30.000 de ingresos brutos y del 7% por más de Q 30.000 y del 10% por las ganancias de capital); para las filiales de El Salvador el 30% para las empresas con rentas gravables mayores a US\$150.000 y el 25% para las que no sobrepasen dicho tope; para las filiales de Panamá y México una tasa de tributación del 30% y para las filiales de Chile una tasa de tributación del 20%.
- Las empresas de servicios públicos domiciliarios en Colombia, están excluidas de determinar el Impuesto sobre la Renta por el sistema de renta presuntiva calculado a partir del patrimonio líquido fiscal del año inmediatamente anterior; para la depuración del Impuesto de Renta para la Equidad CREE no gozan de tal exclusión.
- Debido a las operaciones que EPM realiza con sus vinculados del exterior, se encuentra sujeta a las regulaciones que con respecto a precios de transferencia fueron introducidas en Colombia con las leyes 788 de 2002 y 863 de 2003.
- En el año 2012 fue expedida en Panamá la Ley 52, que contempla obligaciones en materia de precios de transferencia aplicables a las operaciones con vinculados económicos.
- La Matriz del Grupo EPM utiliza la deducción fiscal denominada "Deducción especial por inversiones en activos fijos productivos", equivalente al 40% de las inversiones

realizadas durante el año fiscal. Este beneficio continúa para la casa matriz con ocasión al contrato de estabilidad jurídica firmado con el Gobierno Nacional en el año 2008. Tal beneficio contempla la condición de aplicar el sistema de depreciación por línea recta sobre los activos sujetos a esta deducción; si los mismos se venden o dejan de ser utilizados en la actividad productora de renta antes del vencimiento del término de su vida económica, será obligatorio para la empresa reembolsar el valor de la deducción solicitada en proporción a la vida útil restante del bien en la declaración de renta del período fiscal en el que se presenta tal hecho. Este beneficio es trasladado a los accionistas mediante el incremento de los dividendos no gravados.

- Con la entrada en vigencia del Decreto 957 de diciembre de 2011 que modificó la Ley del ISR de El Salvador, se gravó con una retención del 5% los dividendos que se paguen o que se acrediten a los socios o accionistas.

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

		2014	2013
	Ganancia antes de provisión para impuesto sobre la renta	1,866,975	1,742,805
Menos	Ganancia antes de provisión para impuesto sobre la renta Guatemala ISR (*)	36,269	31,319
Más	Partidas que incrementan la renta		
	Gasto no deducible por impuesto al patrimonio	12,729	13,370
	Valoración inversiones método lineal	19,907	32,021
	Otros gastos no deducibles	250,853	347,116
	Provisiones no deducibles	73,529	59,628
	Dividendos recibidos de empresas donde se tiene control	353,117	862,788
	Costos y gastos de ejercicios anteriores	21,888	11,121
	Total partidas que aumentan la renta líquida gravable	732,023	1,326,044
Menos	Partidas que disminuyen la renta		
	Deducción especial del 40% de inversión en el año	254,735	186,136
	Exceso depreciación de propiedad, planta y equipo(**)	332,370	348,485
	Ingresos no gravables	277,682	345,039
	Ingresos no constitutivos de renta-Dividendos	332,882	773,492
	Utilidad por valoración de inversiones de liquidez	24,854	15,335
	Total partidas que disminuyen la renta líquida	1,222,523	1,668,487
	Renta líquida ordinaria del ejercicio	1,340,206	1,369,043
Menos	Renta exenta	38,586	6,064
	Compensaciones	25,614	-
Mas	Renta líquida especial		208
	Renta líquida Gravable	1,276,006	1,363,187

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

	Tarifas 30%- 25%*	Tarifa 28%	Tarifa 25%	Tarifa 20%	Total
Renta líquida gravable	52,622	84,505	1,207,960	-69,081	1,276,006
Provisión para impuesto sobre la renta corriente antes de descuentos	16,691	23,661	301,990	-	342,342
Descuentos Tributarios -acueducto y alcantarillado/ Rtefte Exterior(***)	-	-	26,998		26,998
Provisión para impuesto sobre la renta corriente (1)	16,691	23,661	274,992	-	315,344
Impuesto sobre la ganancia ocasional	-	-	-	-	-
Cargo a resultados neto por impuesto diferido	16,758	-	69,762	-8,628	77,892
Provisión impuesto sobre la renta a Resultados	33,449	23,661	344,754	-8,628	393,236
(+) ISR sobre renta imponible (****)	-	-	-		4,703
IMPUESTO SOBRE LA RENTA					397,939

Impuesto de Renta para la Equidad - CREE

	Renta líquida base del CREE	1,232,954
Más	Partidas que incrementan la renta	
	Deducción especial activos fijos reales productivos	254,735
	Otras deducciones especiales	175
	Otras partidas que incrementan	1,171
	Total partidas que aumentan la renta líquida gravable	256,081
	Partidas que disminuyen la renta	
	Otras partidas que disminuyen	13,953
	Total partidas que disminuyen la renta líquida	13,953
	Base gravable CREE por depuración ordinaria	1,475,082
Mas	Base gravable minina CREE (exceso presuntiva sobre ordinaria)	5,940
	Tota base gravable	1,481,022
	Tarifa de impuestos	9%
	Provisión impuesto de renta para la equidad CREE	133,292

En el año 2013, el detalle de la liquidación de la provisión para impuesto sobre la renta fue la siguiente:

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

(*) Se excluye de la depuración de la renta líquida debido a que algunas filiales de Guatemala tributan al 5% o al 7% de sus ingresos y no a la tarifa del 28% sobre las rentas gravables.

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

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

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

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

	2014	2013
Saldo inicial del impuesto diferido activo	413,138	337,587
Saldo inicial del impuesto diferido pasivo	(978,430)	(878,073)
Subtotal	(565,292)	(540,486)
Ajuste neto en resultados del período	(77,891)	(70,696)
Ajuste impuesto diferido con cargo a otros resultados	1,706	49,016
Nuevas inversiones y/o eliminación método participación	32,698	(3,126)
Saldo final del impuesto diferido activo	385,086	413,138
Saldo final del impuesto diferido pasivo	(993,865)	(978,430)
Total impuesto diferido, neto	(608,779)	(565,292)

Las principales partidas que componen la conciliación entre el patrimonio contable y el patrimonio fiscal a diciembre son:

		2014	2013
	Patrimonio contable	21,417,286	22,047,514
Menos			
	Valorización de activos	(11,930,878)	(11,184,664)
	Ajustes por inflación de depreciación y amortización fiscal	(2,828,432)	(2,825,555)
	Exceso de depreciación fiscal	(3,254,017)	(3,207,375)
	Corrección Monetaria diferida crédito - neta	(41,395)	(53,222)
	Impuesto diferido – activo	(385,086)	(413,138)
		(18,439,808)	(17,683,954)
Más			
	Ajustes por inflación fiscal	3,261,068	4,313,778
	Impuesto diferido – pasivo	993,865	978,430
	Cálculo actuarial	53,465	51,874
	Provisiones y contingencias	278,048	252,677
	Provisión de propiedad, planta y equipo	34,304	120,903
	Provisión de deudas	122,695	399,186
	Provisión de inversiones	12,672	103,604
		4,756,117	6,220,452
	Patrimonio Líquido Fiscal	7,733,595	10,584,012

(2) Corresponde a la causación del impuesto al patrimonio por pagar, correspondiente a las cuotas de los años 2013 y 2014.

(3) Corresponde al IVA por pagar por las importaciones temporales de bienes.

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

Contratos de estabilidad jurídica

EPM matriz celebró un contrato de estabilidad jurídica en Colombia con base en la Ley 963 de 2005 (para el negocio de generación de energía). El contrato protege a la empresa frente a cambios tributarios adversos y le permite usar las reglas que le sean favorables.

Las principales normas estabilizadas son:

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

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

Nueva normatividad

Reforma tributaria y medidas de emergencia Colombia

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

- **Impuesto sobre la renta:** se modifica la anterior tarifa del impuesto sobre la renta del 33%, la cual se reduce al 25% y se establece un nuevo tributo denominado Impuesto a la Renta para la equidad (CREE) con una tarifa del 9% para los años 2013 a 2015 y del 8% a partir de 2016. Para los contribuyentes del CREE se establece la exoneración de los aportes al SENA (2%), ICBF (3%) a partir del 1 de julio del 2013 y salud (8.5%) a partir del 1 de enero de 2014, en cuanto a empleados (nuevos y antiguos) que devenguen hasta 10 salarios mínimos legales mensuales.
- **Impuesto de ganancias ocasionales:** en relación con este impuesto se ha rebajado la tarifa del 33% al 10% para las personas jurídicas y asimiladas. Esto aplica en la venta de activos fijos poseídos por EPM por más de dos (2) años. Sin embargo, para las loterías, rifas, apuestas y similares, la tarifa de impuesto sigue siendo del 20%.
- **Impuesto sobre las ventas –IVA-:**
 - * Se reduce el número de tarifas existentes a solo tres: 0%, 5% y 16%.
 - * Los servicios de vigilancia, temporales e integrales de aseo y cafetería tendrán IVA del 16%, pero aplicado al margen de AIU, que en ningún caso podrá ser menor al 10% del valor del contrato.
 - * Las operaciones cambiarias de compra - venta de divisas, lo mismo que las operaciones cambiarias sobre instrumentos derivados financieros han quedado excluidas del IVA.

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

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

Reforma Tributaria Guatemala:

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

- Modificación de la tarifa para la determinación de la renta imponible de actividades lucrativas de la siguiente manera:
 - * Año gravable 2013: 31%
 - * Año gravable 2014: 28%
 - * Año gravable 2015: 25%

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

Reforma Tributaria México:

- México tuvo una reforma fiscal en diciembre de 2013. Mediante Decreto publicado en el Diario Oficial el 11 de diciembre, esta nueva normativa derogó el Impuesto Empresarial a Tasa Única (IETU) y el Impuesto a los Depósitos en Efectivo.
- Se expidió una nueva Ley del Impuesto sobre la Renta (ISR), manteniendo para las personas morales una tasa de tributación del 30%. Se establece una retención del 10% a los dividendos pagados a personas físicas y extranjeras, que en el caso de pago de dividendos a Colombia no aplica en virtud del Convenio de Doble Imposición firmado con México y que entró en vigencia el 1 de enero de 2014. Con base en dicho tratado, la retención en el pago de intereses a un acreedor colombiano no podrá ser superior al 10%.
- La participación de los trabajadores en las utilidades de las empresas (PTU) se calculará sobre la misma base de liquidación del ISR, sin disminuirse con la participación de utilidades pagadas en el ejercicio, ni con las pérdidas fiscales pendientes de aplicar.

Nota 24 Obligaciones laborales

El saldo de las obligaciones laborales a 30 de septiembre de 2014 y diciembre 31 de 2013 fue:

		2014	2013
Cesantías	(1)	30,099	56,972
Prima de vacaciones	(2)	27,813	34,738
Vacaciones		20,431	24,435
Intereses sobre cesantías		5,155	10,488
Nómina por pagar		4,300	11,234
Otras primas		30,273	14,281
Otros salarios y prestaciones sociales	(3)	38,465	5,626
Obligaciones laborales corrientes		156,536	157,774
Cesantías	(1)	31,442	34,838
Otras primas	(3)	672	23,962
Indemnizaciones		9,403	8,301
Otros salarios y prestaciones sociales		614	93
Obligaciones laborales no corrientes		42,131	67,194
Total obligaciones laborales		198,667	224,968

- (1) La porción corriente corresponde a las cesantías de los empleados que se trasladó a los fondos de cesantías antes del 14 de febrero de 2014. La porción no corriente corresponde a las cesantías de los empleados del régimen anterior.
- (2) Corresponde a la prima que se entrega a los empleados que disfrutaban de vacaciones, equivalente a 32 días de salario ordinario por cada año de servicio y proporcionalmente por fracción de año.
- (3) Corresponde a la estimación, a valor presente, del pago futuro por concepto de prima de antigüedad. En EPM, Central Hidroeléctrica de Caldas S.A. E.S.P. y Empresa de Energía del Quindío S.A. E.S.P. los trabajadores oficiales tienen derecho a esta prima cada que cumplen cinco años de servicio en la empresa, continuos o discontinuos. El valor estimado es determinado por actuario, teniendo en cuenta el incremento salarial promedio y las tasas de mortalidad aprobadas por Superfinanciera en Resolución 1555 de 2010. Para las demás filiales la estimación se actualiza cada año con base en la consolidación de información de todos los empleados que van adquiriendo el derecho a esta prima.

Nota 25 Obligaciones pensionales y conmutación pensional

El saldo de las obligaciones pensionales y conmutación pensional a 30 de septiembre de 2014 y diciembre 31 de 2013 fue:

		2014	2013
Bonos pensionales		18,180	79,744
Pensiones de jubilación		115,522	157,817
Conmutación pensional		6,925	4,232
Obligaciones pensionales y conmutación pensional corrientes		140,627	241,793
Pensiones de jubilación		604,496	637,867
Bonos pensionales		435,631	429,963
Conmutación pensional		86,969	90,169
Obligaciones pensionales y conmutación pensional no corrientes		1,127,096	1,157,999
Total obligaciones pensionales y conmutación pensional (*)		1,267,723	1,399,792

(*) El movimiento del cálculo actuarial fue:

	Cálculo actuarial	Saldo por amortizar	Pasivo neto
Saldo a 31 de diciembre de 2012	1,368,907	(68,068)	1,300,839
Ajuste por cálculo actuarial	194,127	(194,127)	-
Valores pagados por pasivo pensional	(96,708)	-	(96,708)
Cargo a resultados – amortización	-	134,620	134,620
Combinación de negocios Emvarias	174,086	(107,279)	66,807
Movimiento neto de pensiones por pagar	86	-	86
Otros cargos a resultados	(5,852)	-	(5,852)
Saldo a 31 de diciembre de 2013	1,634,646	(234,854)	1,399,792
Ajuste por cálculo actuarial	62,110	(62,110)	-
Valores pagados por pasivo pensional	(98,340)	-	(98,340)
Cargo a resultados – amortización	-	88,571	88,571
Combinación de negocios UNE	(154,542)	32,022	(122,520)
Movimiento neto de pensiones por pagar	219	-	219
Otros cargos a resultados	-	-	-
Saldo a 30 de junio de 2014	1,444,094	(176,371)	1,267,723

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

	2013	2012
Número de personas cubiertas	7,035	6,811
Tasa de interés técnico	4.80%	4.80%
Tasa de reajuste pensional *	2.99%	3.26%

- (*) Esta tasa corresponde al promedio ponderado de inflación de los años 2010, 2011 y 2012, así: 3 puntos para el 2012, 2 puntos para el 2011 y 1 punto para el 2010, de acuerdo con lo establecido en el Numeral 1 del Artículo 1 del Decreto 2783 de diciembre 20 de 2001.

Nota 26 Pasivos estimados

El saldo de pasivos estimados a 30 de septiembre de 2014 y diciembre 31 de 2013 fue:

		2014	2013
Provisión para contingencias	*	66,543	49,735
Otras provisiones		16,220	16,529
Pasivos estimados corrientes		82,763	66,264
Provisión para contingencias	*	99,665	108,454
Provisión para seguros y reaseguros		-	45
Otras provisiones		89,851	111,059
Pasivos estimados no corrientes		189,516	219,558
Total pasivos estimados		272,279	285,822

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

Tercero	Pretensión	2014	2013
Municipio de Tuta	Discusión del impuesto de industria y comercio por la actividad de comercialización en el municipio para el generador.	15,317	17,547
Manuel Márquez y otros	Proyecto Riogrande II, indemnización a la comunidad por no haber adquirido los yacimientos mineros.	7,835	7,728
José Alberto Ruiz Betancur	Lesiones por líneas primarias de energía que pasan cerca de una residencia en Copacabana	5,848	5,546
Municipio de Yumbo	Discusión del impuesto de industria y comercio por la actividad de comercialización en el municipio para el generador.	4,136	3,940
Municipio de Caloto	Discusión del impuesto de industria y comercio por la actividad de comercialización en el municipio para el generador.	3,374	3,095
Concretos y Asfaltos S.A	Indemnización de perjuicios proyectos de aguas por USD 3.298.054	-	6,325

Nota 27 Otros pasivos

El saldo de otros pasivos a 30 de septiembre de 2014 y diciembre 31 de 2013 fue:

		2014	2013
Recaudos a favor de terceros	(1)		
Ventas de servicios públicos y de telecomunicaciones		10,577	17,901
Impuestos		4,775	14,011
Alumbrado público		23,187	20,076
Ventas por cuenta de terceros		11,781	8,188
Cobro cartera de terceros		8,774	13,072
Otros recaudos a favor de terceros		3,429	7,632
Ingresos recibidos por anticipado			
Ventas		5,366	56,028
Ventas de servicios públicos y de telecomunicaciones		14,053	27,065
Arrendamientos		530	13,674
Otros ingresos recibidos por anticipado		11,754	13,340
Impuesto diferido	(2)	76,930	50,892
Anticipo de impuestos		0	109
Otros pasivos corrientes		171,156	241,988
Impuesto diferido	(2)	916,934	927,539
Otros pasivos		19,653	14,690
Otros pasivos no corrientes		936,587	942,229
Total otros pasivos		1,107,743	1,184,217

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

Nota 28 Reservas

El saldo de reservas a 30 de septiembre de 2014 y diciembre 31 de 2013 fue:

		2014	2013
Reservas de ley		3,204,737	3,257,570
Reservas ocasionales		574,008	574,008
Fondos patrimoniales	(1)	7,591	7,591
Total reservas	(2)	3,786,336	3,839,169

- (1) Los fondos patrimoniales a 30 de septiembre de 2014 y diciembre 31 de 2013 presentaron los siguientes saldos:

		2014	2013
Fondo de autoseguros		3,491	3,491
Plan de financiación		3,108	3,108
Fondo de vivienda		992	992
Total fondos patrimoniales		7,591	7,591

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

Nota 29 Distribución al Municipio de Medellín

Con base en la determinación del COMPES en la sesión del 17 de marzo de 2014 se causaron excedentes financieros ordinarios por \$496,237 (2013 - \$526,122) y excedentes financieros extraordinarios por \$413,531 (2013 - \$708,435).

El total de excedentes financieros pagados a septiembre 30 de 2014 fue de \$924,056 (2013 - \$1,183,493).

Nota 30 Cuentas de orden

El saldo de las cuentas de orden a 30 de septiembre de 2014 y diciembre 31 de 2013 fue:

		2014	2013
Derechos contingentes	(1)	870,707	899,588
Deudoras fiscales	(2)	7,917,297	6,518,951
Deudoras de control	(3)	453,160	583,297
Cuentas de orden deudoras		9,241,164	8,001,836
Responsabilidades contingentes	(4)	886,174	254,144
Acreedoras fiscales	(5)	20,929,540	19,021,106
Acreedoras de control		1,175,863	991,323
Cuentas de orden acreedoras		22,991,577	20,266,573
Total cuentas de orden, neto		13,750,413	12,264,737

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

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

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

Estado de actividad financiera, económica, social y ambiental

Nota 31 Ingresos operacionales, netos

El valor de los ingresos operacionales a 30 de septiembre de 2014 y 2013 fue:

		2014	2013
Prestación de servicios			
Servicio de energía	(1)	7,286,275	6,783,460
Servicio de telecomunicaciones	(2)	-	1,401,342
Servicio de gas combustible		377,440	395,529
Servicio de aguas residuales	(3)	329,551	272,994
Servicio de acueducto	(3)	272,606	260,054
Servicio de comunicaciones		-	239,048
Servicio de aseo		114,110	1,950
Servicio de seguros y reaseguros		3,669	4,206
Servicios informáticos		384	1,415
Otros servicios	(4)	155,423	228,989
Total prestación de servicios		8,539,458	9,588,987
Venta de bienes		39,174	60,294
Total prestación de servicios y venta de bienes		8,578,632	9,649,281
Rebajas y descuentos			
En venta de servicios			
Servicio de energía		(20,189)	(53,548)
Servicio de aguas residuales		(8)	-
Servicio de telecomunicaciones		-	(127)
Otros servicios		(11)	-
Total en venta de servicios		(20,208)	(53,675)
En venta de Bienes		(9)	(73)
Total Rebajas y descuentos		(20,217)	(53,748)
Total ingresos operacionales		8,558,415	9,595,533

- (1) Los servicios de energía incluyen los servicios de generación, transmisión, distribución y comercialización.
- (2) Los servicios de telecomunicaciones no se consolidan a partir de septiembre de 2014, debido al proceso de fusión de UNE.
- (3) El incremento en aguas se explica por el aumento en el número de usuarios y el incremento tarifario.
- (4) El incremento en aseo se explica por la incorporación de Emvarias en noviembre de 2013.

Nota 32 Costo por prestación de servicios

El valor de los costos por la prestación de servicios a 30 de septiembre de 2014 y 2013 fue:

		2014	2013
Costo de bienes y servicios públicos – venta	(1)	3,861,549	3,632,195
Cargos de acceso e interconexión por servicios de telecomunicaciones	(2)	-	172,089
Costo de distribución y comercialización de gas natural		132,495	145,505
Costos de personal		342,564	683,229
Órdenes y contratos por otros servicios		309,672	326,214
Mantenimiento y reparación	(3)	180,544	267,032
Costos generales		68,597	134,544
Licencias, contribuciones y regalías		83,440	136,448
Materiales y otros costos de operación		103,748	89,971
Arrendamientos		13,233	91,837
Costo por venta de bienes		33,726	74,602
Insumos directos	(4)	52,341	45,812
Honorarios		35,121	40,080
Seguros		40,049	45,151
Impuestos		34,132	37,172
Servicios públicos		13,830	27,823
Costo de pérdidas en prestación del servicio		2,534	2,755
Total costo de prestación de servicios		5,307,575	5,952,459

- (1) Incluye compras de energía, pago de uso de redes, ductos y restricciones.
- (2) Los servicios de telecomunicaciones no se consolidan a partir de septiembre de 2014, debido al proceso de fusión de UNE.
- (3) Incluye mantenimientos y reparaciones de líneas, redes y ductos, mantenimiento y reparaciones de edificios.
- (4) Incluye las compras de combustibles para la generación de la planta térmica La Sierra y productos químicos para la potabilización del agua.

Nota 33 Depreciaciones, provisiones y amortizaciones

El valor de las depreciaciones, provisiones y amortizaciones a 30 de septiembre de 2014 y 2013 fue:

	2014	2013
Depreciaciones		
Depreciación de redes y líneas	156,541	260,317
Depreciación de plantas, ductos y túneles	133,401	194,581
Depreciación equipo de comunicación y cómputo	6,315	66,172
Depreciación de edificaciones	30,498	31,402
Depreciación de maquinaria y equipos	14,786	14,278
Otras depreciaciones	13,396	11,590
Total costos depreciaciones	354,937	578,340
Costos por amortizaciones		
Amortización de intangibles	7,430	58,337
Amortización de bienes entregados a terceros	186	48,101
Amortización de mejoras en propiedades ajenas	9,144	8,377
Estudios y proyectos	373	7,493
Amortización del cálculo actuarial de futuras pensiones	(373)	152
Agotamiento	286	-
Total costos por amortizaciones	17,046	122,460
Total costos depreciaciones, provisiones y amortizaciones	371,983	700,800
Depreciaciones		
Depreciación de equipo de comunicación y cómputo	13,294	13,517
Depreciación de edificaciones	3,036	3,902
Depreciación de muebles y enseres y equipo de oficina	2,805	4,893
Depreciación de maquinaria y equipo	3,240	3,719
Depreciación de equipo de transporte	1,765	1,613
Otras depreciaciones	791	803
Total gastos depreciaciones	24,931	28,447
Cálculo actuarial		
Actualización de pensión de jubilación	53,371	66,735
Actualización de bonos y cuotas partes bonos	20,294	22,502
Actualización de la conmutación pensional	3,174	8,556
Actualización de las cuotas partes pensional	6,798	1,904
Actualización para futuras pensiones	5,307	4,551
Total gasto cálculo actuarial	88,944	104,248
Amortizaciones		
Amortización de intangibles	5,333	49,357
Bienes entregados a terceros	13	66
Total gastos amortizaciones	5,346	49,423
Provisiones		
Provisión sobre deudores	24,551	86,301
Provisión sobre propiedades, planta y equipo	-	9,582
Provisión sobre inventarios	118	129
Provisión impuesto de industria y comercio	-	-
Otras provisiones	10,626	14,658
Total gasto provisiones	35,295	110,670
Total gastos depreciaciones, provisiones y amortizaciones	154,516	292,788
Total depreciaciones, provisiones y amortizaciones	526,499	993,588

Nota 34 Gastos de administración

El valor de los gastos de administración a 30 de septiembre de 2014 y 2013 fue:

		2014	2013
Gastos de personal			
Sueldos y salarios		219,198	256,870
Contribuciones efectivas		27,129	47,887
Contribuciones imputadas		28,529	23,951
Aportes sobre la nomina		2,390	4,627
Total gastos de personal		277,246	333,335
Gastos generales			
Comisiones, honorarios y servicios		74,042	75,662
Estudios y proyectos		6,886	8,805
Arrendamiento		32,820	37,208
Intangibles	(1)	20,471	23,628
Mantenimiento		29,219	25,960
Publicidad y propaganda		9,307	13,321
Promoción y divulgación		9,735	11,142
Vigilancia y seguridad		9,238	8,391
Servicios públicos		6,564	5,840
Materiales y suministros		2,526	3,302
Seguros generales		7,880	5,690
Comunicaciones y transporte		3,664	4,335
Elementos de aseo, lavandería y cafetería		1,038	2,038
Otros gastos de administración		34,718	30,630
Total gastos generales		248,108	255,952
Impuesto de industria y comercio		36,988	49,175
Gravamen a los movimientos financieros		31,170	35,362
Cuota de fiscalización y auditaje		17,195	20,408
Contribuciones		1,089	1,638
Impuesto al patrimonio	(2)	12,851	13,370
Otros impuestos		6,900	14,927
Total impuestos, contribuciones y tasas		106,193	134,880
Total gastos de administración		631,547	724,167

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

Nota 35 Ingresos no operacionales

El valor de los ingresos no operacionales a 30 de septiembre de 2014 y 2013 fue:

		2014	2013
Financieros			
Intereses de deudores		43,343	39,110
Intereses de mora		16,983	19,744
Intereses sobre depósitos en instituciones financieras		12,602	19,960
Dividendos y participaciones		54,834	48,073
Rendimientos sobre depósitos en administración		1,024	1,359
Utilidad por valoración de las inversiones de administración de liquidez en títulos de deuda		32,804	25,176
Otros ingresos financieros		61,342	29,557
Ajuste por diferencia en cambio	(1)	207,227	131,107
Otros ingresos ordinarios		56,819	135,072
Extraordinarios			
Recuperaciones	(2)	31,695	126,299
Aprovechamientos		7,511	4,849
Indemnizaciones		4,596	11,222
Otros ingresos extraordinarios		25,666	17,350
Ajuste años anteriores		(133)	(7,487)
Total ingresos no operacionales		556,313	601,391

- (1) Durante el 2014 se presentó una devaluación del peso en Colombia del 5,28%, frente a una devaluación del 8,28% registrada el año anterior.
- (2) Incluye recuperación de provisiones de cartera, de litigios y demandas, generadas por el cambio en la metodología en el 2013.

Nota 36 Gastos no operacionales

El valor de los gastos no operacionales a 30 de septiembre de 2014 y 2013 fue:

		2014	2013
Intereses			
Operaciones de crédito público internas		110,511	146,539
Operaciones de crédito público externas		181,776	166,660
Otros intereses		98,679	79,409
Comisiones		12,723	6,723
Ajuste por diferencia en cambio	(1)	261,871	276,517
Gastos financieros			
Administración y emisión de títulos valores		915	602
Descuento de bonos y títulos de financiamiento		2,151	2,151
Pérdida por valoración de las inversiones de administración de liquidez		1,249	2,494
Otros gastos financieros		1,302	8,996
Otros gastos ordinarios		34,305	36,066
Extraordinarios		231	2,080
Provisión sobre inversiones patrimoniales		2,762	787
Provisión para obligaciones fiscales		2,749	2,310
Provisión para contingencias			
Litigios	(2)	32,052	19,325
Otras provisiones		-	734
Amortización de intangibles		18,700	25,929
Ajuste años anteriores		20,158	6,583
Total gastos no operacionales		782,134	783,905

- (1) Durante el 2014 se presentó una devaluación del peso en Colombia del 5,28%, frente a una devaluación del 8,28% registrada el año anterior.
- (2) Corresponde a la provisión de litigios calificados como probables (ver nota 26).

Nota 37 Interés minoritario

El interés minoritario por cada una de las empresas vinculadas al Grupo EPM a 30 de septiembre de 2014 y 2013 fue:

Empresa	2014		2013	
	Porcentaje	Valor	Porcentaje	Valor
Electrificadora de Santander S.A. E.S.P. (ESSA)	25.95%	227,205	25.95%	227,591
Central Hidroeléctrica de Caldas S.A. E.S.P. (CHEC)	19.90%	117,769	19.90%	166,850
Elektra Noreste S.A. (ENSA)	49.00%	180,848	49.00%	146,709
Edatel S.A. E.S.P.	N.A.	N.A.	44.00%	126,799
Empresa Eléctrica de Guatemala S.A. (EEGSA)	19.10%	112,061	19.10%	100,970
Transportista Eléctrica Centroamericana S.A. (TRELEC)	19.10%	53,256	19.10%	46,035
Tecnología Intercontinental S.A. de C.V. (TICSA)	20.00%	30,486	20.00%	44,020
Centrales Eléctricas del Norte de Santander S.A. E.S.P. (CENS)	8.48%	43,069	8.48%	41,721
Aguas de Urabá S.A. E.S.P.	36.58%	15,623	36.58%	15,244
Distribuidora de Electricidad del Sur (Delsur)	13.59%	15,459	13.59%	15,832
Empresa de Energía del Quindío S.A. E.S.P. (EDEQ)	7.15%	10,804	7.15%	10,774
Comercializadora Eléctrica de Guatemala S.A. (COMEGSA)	19.48%	7,039	19.48%	6,280
Regional de Occidente S.A. E.S.P.	37.89%	5,576	37.89%	5,123
Inmobiliaria y Desarrolladora Empresarial de América S.A. (IDEAMSA)	19.10%	5,357	19.10%	5,081
Aguas de Malambo S.A. E.S.P.	11.27%	2,515	12.01%	2,508
Empresas Públicas de Oriente S.A. E.S.P.	42.69%	2,178	42.69%	2,296
Enérgica S.A. (ENÉRGICA)	21.81%	1,803	21.81%	2,021
Empresa de Aguas del Oriente Antioqueño S.A. E.S.P.	43.99%	1,385	43.99%	1,251
Crediegsa S.A. (CREDIEGSA)	19.10%	743	19.10%	1,018
Empresas Varias de Medellín S.A. E.S.P.	0.10%	86	0.10%	67
Hidroecológica del Teribe S.A. (HET)	0.81%	2,675	0.96%	25
Empresa de Telecomunicaciones de Pereira S.A. E.S.P. (ETP)	N.A.	N.A.	0.01%	18
Sistema de Aguas de Tecomán S.A. de C.V.	50.40%	756	50.40%	-
Desarrollos Hidráulicos de TAM S.A. de C.V.	20.71%	319	20.71%	-
Aguas Nacionales EPM S.A. E.S.P.	0.01%	8	0.01%	16
Otras	-	(51)	-	49
Total interés minoritario		836,969		968,297

Nota 38 Transacciones con partes relacionadas

Los saldos de transacciones con partes relacionadas a 30 de septiembre de 2014 y 2013 fueron:

Entidad	Septiembre 2014			Diciembre 2013		
	Cuentas por cobrar	Cuentas por pagar	Otras Oblig	Cuentas por cobrar	Cuentas por pagar	Otras Oblig
Área Metropolitana del Valle de Aburrá	1566	-	-	1566	-	-
Caja Nacional de Previsión Social en Liquidación	-	-	-	-	-	-
Comisión de Regulación de Energía y Gas	-	-	-	-	1586	-
Corporación Autónoma Regional de las Cuencas de los ríos Negro y Nare	-	858	-	34	2,240	-
Corporación Autónoma Regional del Centro de Antioquia	-	3,012	-	-	5,451	-
Corporación Ruta N Medellín	668	119	-	1,700	737	-
Departamento de Antioquia	1,066	3,708	4	210	9,437	-
Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales	2,330	35,986	801	-	92,102	813
E.S.P. Empresa de Energía del Casanare - Enerca S.A.	-	-	-	112	156	-
E.S.P. Generadora y Comercializadora de Energía del Caribe S.A.	-	-	-	483	-	-
E.S.P. Transportadora de Gas Internacional S.A.	-	14	-	-	8,926	-
E.S.P. Enviaseo	-	5	1,273	-	10	1,310
E.S.P. XM Compañía de Expertos en Mercados S.A.	-	201	-	30,731	37,704	-
Ecopetrol S.A.	197	3,056	-	171	3,874	27
Electrificadora del Huila S. A. E.S.P.	-	40	-	661	394	3
Electrificadora del Meta S. A. E.S.P.	-	19	-	7,420	326	26
Electrificadora del Tolima S. A. E.S.P. en Liquidación	1,180	-	-	1,180	-	24
Empresa de Energía Eléctrica de Arauca	28	16	-	111	99	-
Empresa de Vivienda de Antioquia	-	819	-	1,820	-	-
Empresa Urrá S.A. E.S.P.	-	-	-	-	1,394	-
Empresas Municipales de Cali E.I.C.E.E.S.P.	9,118	2,071	-	7,827	2,790	94
E.S.P. Epm Telecomunicaciones S.A. - Une	4,307	4,112	-	NA	NA	NA
Fundación Empresas Públicas de Medellín	5,392	8,250	-	5,675	4,506	-
Isagen S.A.	7	-	-	3,311	20,118	-
Interconexión Eléctrica S.A. - Isa	11	-	-	105	156	-
Ministerio de Minas y Energía	67,772	8,987	-	58,052	2,611	-
Municipio de Amalfi	516	501	-	13	1,191	-
Municipio de Arboletes	1,175	11	-	13	34	-
Municipio de Barbosa	1,214	338	-	68	1,598	-
Municipio de Bello	348	663	-	495	2,169	1
Municipio de Caldas	1,424	273	-	292	583	-
Municipio de Envigado	119	563	-	208	1,388	-
Municipio de Itagüí	896	213	-	937	1,269	7
Municipio de Medellín	24,459	536,208	2,126	6,209	159,912	4,429
Municipio de Necoclí	2,345	22	-	72	76	-
Municipio de San Rafael	470	291	-	437	891	-
Municipio de Turbo	1,563	94	-	116	213	-
Municipio de Yolombó	828	256	-	421	333	-
Municipio de Yondó (Casabe)	1,652	18	-	1,405	31	-
Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios	-	5,627	-	-	-	-
Universidad de Antioquia	4,437	584	1,107	5,290	1,462	2,356
Universidad Nacional de Colombia	124	1,547	14	373	1,663	-
Otros	23,644	9,725	1,573	11,054	18,741	1,724
TOTAL	158,856	628,212	6,898	148,572	386,171	10,814

Entidad	Septiembre 2014			Septiembre 2013		
	Ingreso por venta de bienes y servicios	Otros ingresos	Costos y gastos	Ingreso por venta de bienes y servicios	Otros ingresos	Costos y gastos
Área Metropolitana del Valle de Aburrá	-	-	3,824	-	-	9,343
Centrales Eléctricas de Nariño S. A. E.S.P..	1,529	-	3,690	1,529	-	3,680
Comisión de Regulación de Energía y Gas	-	-	2,124	-	-	1,954
Corporación Autónoma Regional de las Cuencas de los ríos Negro y Nare	-	-	4,920	-	-	7,630
Corporación Autónoma Regional del Centro de Antioquia	180	-	14,635	-	-	12,028
Departamento de Antioquia	1,790	-	516	1,884	-	519
E.S.P. Empresa de Energía de Pereira S.A.	1,321	-	943	1,323	-	933
E.S.P. Empresa de Energía del Casanare - Enerca S.A.	932	-	1,299	868	-	1,387
E.S.P. Empresa Distribuidora del Pacífico S.A.	567	-	1,856	15,114	-	1,755
E.S.P. Epm Telecomunicaciones S.A. - Une	16,204	1,981	14,703	NA	NA	NA
E.S.P. Generadora y Comercializadora de Energía del Caribe S.A.	2,309	-	8,189	540	-	-
E.S.P. Transportadora de Gas Internacional S.A.	-	-	73,925	-	-	69,604
E.S.P. XM Compañía de Expertos en Mercados S.A.	380,638	-	10,307	-	-	9,142
Electrificadora del Caquetá S. A. E.S.P.	10,781	-	496	428	-	394
Ecopetrol S.A.	605	-	49,772	532	-	9,100
Electrificadora del Huila S. A. E.S.P.	1,810	-	3,472	11,208	-	3,265
Electrificadora del Meta S. A. E.S.P.	2,090	-	2,939	37,158	-	3,373
Empresa de Energía de Cundinamarca S. A. E.S.P	5,157	-	1,929	1,498	-	1,842
Empresa de Energía Eléctrica de Arauca	7,270	-	661	12,082	-	1,287
Empresas Municipales de Cali E.I.C.E E.S.P.	84,543	-	3,699	132,977	3	6,741
Empresas Municipales de Cartago	340	-	79	9,270	-	47
Empresas Varias de Medellín	-	-	-	222	4,259	15
Eutelco	-	435	14,117	NA	NA	NA
Instituto Colombiano de Bienestar Familiar	-	-	1,254	-	-	1,790
Isagen S.A.	11,739	15	39,243	15,479	15	35,347
Ministerio De Defensa Nacional	5,618	-	-	41	1	-
Municipio de Amalfi	105	27	3,480	100	19	1,889
Municipio de Bello	244	547	2,020	208	592	2,423
Municipio de Carolina del Príncipe	-	5	2,176	-	7	2,084
Municipio de Envigado	1,022	-	1,362	876	-	1,347
Municipio de Guatapé	31	12	2,531	161	4	1,827
Municipio de Itagüí	1,283	421	2,210	1,218	463	1,598
Municipio de Medellín	9,279	-	51,453	10,444	-	48,436
Municipio de Santa Rosa de Osos	43	58	1,829	-	34	1,818
Municipio de Yondó (Casabe)	1,121	13	110	325	6	22
Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios	10	-	12,087	-	-	10,954
Universidad de Antioquia	3,702	128	2,563	4,289	184	3,839
Otros	22,627	5,358	36,957	20,283	3,681	39,765
Total general	574,890	9,000	377,370	280,057	9,268	297,178