

**Informe
Financiero
Consolidado
2010**

Grupo **epm**[®]

Presentación

Cada año, cuando publicamos el informe que reúne los principales resultados de la gestión financiera y de responsabilidad social de EPM, encontramos que este espacio va más allá de una relación de hechos y de cifras empresariales, para consolidarse como una oportunidad de acercamiento con las personas e instituciones que quieren conocer qué es esta empresa, cómo ha evolucionado y cómo es que actúa con sus grupos de interés.

Concebimos así este informe porque para EPM es vital ese contacto con la gente, para compartirle con la mayor claridad la información de sus proyectos y ejecutorias. Esto es clave para una empresa que apunta sus esfuerzos a lograr la Sostenibilidad, entendida como la estrategia de crecer propiciando también el desarrollo de los grupos sociales con los cuales se relaciona en sus procesos.

Tenemos la convicción de que los logros empresariales deben contribuir en igual medida a los logros de la sociedad; que si emprendemos una tarea específica, en cualquiera de los campos que son de nuestra competencia en materia de servicios públicos, su realización sólo cobra sentido en términos de la Sostenibilidad. Esa es la gran búsqueda de EPM.

La Responsabilidad Social Empresarial (RSE) es el vehículo que nos conduce hacia esa meta y se materializa en los programas y actividades que adelantamos a lo largo del año como parte de la estrategia de EPM, inseparable de la dinámica de sus negocios y parte fundamental del lenguaje, de la cultura, del modo de ser de esta organización.

La comunidad y el medio ambiente, los proveedores, los servidores, el dueño, los clientes y todos nuestros grupos de interés se dan cita en estas páginas y es junto a ellos que presentamos esta suma de realizaciones del año 2010, producto del esfuerzo de todo un equipo humano que asume su trabajo con responsabilidad social y ambiental.

Esperamos que cada persona que se aproxime al informe encuentre aquí, más allá de las cifras, la huella de las personas que lo han hecho posible, es decir, quienes forman parte del mundo EPM en calidad de usuarios, de interlocutores o de coequiperos que entienden los alcances de la estrategia y se suman a las distintas iniciativas que ha originado.

En esa misma línea de trabajo, y después de haber cumplido un ciclo importante en la ciudad que le dio origen, Medellín, EPM emprende hoy un camino en el plano nacional e internacional que la ha llevado a fortalecerse como Grupo que hace presencia en otras regiones del país y se consolida en el mercado de energía en Centroamérica.

Esto ha sucedido porque es natural para una empresa con la experiencia, el conocimiento y las capacidades necesarias para ir más allá de sus fronteras locales y seguir creciendo con la gente. Y, desde luego, tiene lugar al mismo tiempo que se mantiene el fuerte compromiso con Medellín y se amplía cada vez más el cubrimiento de los programas de la empresa en Antioquia, participando activamente en su desarrollo.

La comunidad misma nos ha dado el pasaporte para cumplir con éxito este nuevo desafío. Lo ha expresado con su apoyo y su respeto por la naturaleza pública de EPM, con la certeza de que gracias a todos ya está lista para renovar su éxito local en la travesía que ya registra hechos notables en otras latitudes.

Llegar a otras regiones de Colombia y a otros países significa para EPM demostrar su carácter de empresa abierta, capaz de relacionarse y de crear nuevos espacios. Llegamos con un profundo respeto por la cultura local, por los valores y por el conocimiento acumulado en esas empresas, muchas de ellas con una amplia trayectoria en servicios públicos.

Este informe, construido con afán de transparencia y un profundo sentido de lo público apalancado en unas relaciones claras con su dueño, el Municipio de Medellín, responde a ese mismo enfoque de apertura y de acercamiento que guía nuestros pasos en el camino de la responsabilidad social.

Seguiremos en esa misma dirección, porque sabemos que la sostenibilidad se construye en cada uno de los momentos que aquí compartimos, como un reconocimiento a quienes están detrás de las cifras y se identifican con la transparencia, la reputación, las metas y los valores de esta empresa que es clave para el presente y el futuro de los servicios públicos en Colombia y en América Latina.



● *Federico Restrepo Posada*
Gerente General de EPM

Federico Restrepo Posada
Gerente General

Junta Directiva

Alonso Salazar Jaramillo

Carlos Guillermo Álvarez Higueta

Alberto Arroyave Lema

Claudia Jiménez Jaramillo

Tatyana Aristizábal Londoño

Francisco Correa Molina

Rubén Hernando Fernández Andrade

Gabriel Ricardo Maya Maya

Luis Fernando Arbeláez Sierra

Invitados permanentes

Mauricio Valencia Correa

Iván Mauricio Pérez Salazar

Grupo directivo

Federico Restrepo Posada
Gerente General

Jesús Arturo Aristizábal Guevara
Director de Energía

Francisco Javier Piedrahíta Díaz
Director de Aguas

Adriana María Palau Ángel
Directora de Planeación Institucional

Eduardo Esteban Cadavid Restrepo
Director de Servicios Institucionales

Hernán Darío Vergara Castro
Director de Control Interno

Patricia Duque García
Secretaria General

Paula Restrepo Duque
Directora de Responsabilidad Empresarial

Óscar Herrera Restrepo
Director de Finanzas Institucionales

Gloria Haidee Isaza Velásquez
Directora de Gestión Humana y Organizacional

Gabriel Jaime Betancourt Mesa
Director de Crecimiento Internacional

Juan David Valderrama López
Asesor Proyectos Especiales

Ana Cristina Navarro Posada
Jefe Unidad de Comunicaciones

Informe de la

Junta Directiva de EPM 2010

Presentado por el Presidente de la Junta Directiva, Alonso Salazar Jaramillo, a los señores miembros de la Junta Directiva.

Señores miembros de la Junta Directiva,

Tatyana Aristizábal Londoño

Claudia Jiménez Jaramillo

Carlos Guillermo Álvarez Higueta

Gabriel Ricardo Maya Maya

Alberto Arroyave Lema

Francisco Correa Molina

Rubén Hernando Fernández Andrade

Luis Fernando Arbeláez Sierra



● Alonso Salazar Jaramillo,
Alcalde de Medellín

Señor Gerente de Empresas Públicas de Medellín E.S.P.,

Federico Restrepo Posada

Señores Secretarios de Despacho,

Iván Mauricio Pérez Salazar, Secretario de Hacienda

Mauricio Valencia Correa, Director del Departamento Administrativo de Planeación Metropolitana

Como Presidente de la Junta Directiva de Empresas Públicas de Medellín E.S.P. y en cumplimiento de lo consagrado en los Estatutos, Acuerdo No. 12 de 1998, y en el Código de Gobierno Corporativo, presento a ustedes la siguiente información:

1. Composición de la Junta Directiva

Los Estatutos de EPM, contenidos en el Acuerdo 12 de 1998, establecen en su Artículo 7 que la Junta Directiva de Empresas Públicas de Medellín E.S.P. estará integrada por las siguientes personas:

- a. El Alcalde de Medellín quien la preside, o el delegado que él designe para que lo reemplace en las ausencias temporales. Éste deberá ser funcionario de la Administración Municipal.
- b. Cinco (5) personas designadas libremente por el Alcalde de Medellín.
- c. Tres (3) personas escogidas por el Alcalde de Medellín, entre los vocales de control registrados por los Comités de Desarrollo y Control Social de los Servicios Públicos Domiciliarios. De esta manera se asegura la participación de los usuarios en la gestión de la empresa.

El Alcalde de Medellín, Alonso Salazar Jaramillo, en su calidad de Presidente de la Junta Directiva de EPM, conformó dicho órgano mediante los Decretos 0351 de febrero y 0570 de abril de 2008 y 1974 de 2010.

En consecuencia, hasta el 3 de agosto de 2010, fecha a partir de la cual renunció a su cargo el doctor Juan Camilo Restrepo Salazar, la Junta Directiva estuvo conformada por el Alcalde de Medellín y los doctores Tatyana Aristizábal Londoño, Carlos Guillermo Álvarez Higueta, Juan Camilo Restrepo Salazar, Gabriel Ricardo Maya Maya, Alberto Arroyave Lema, Francisco Correa Molina, Rubén Hernando Fernández Andrade y Luis Fernando Arbeláez Sierra.

Posteriormente, el Alcalde de Medellín nombró como miembro de la Junta Directiva a la doctora Claudia Jiménez Jaramillo, quien tomó posesión de su cargo en sesión del 19 de noviembre de 2010, tal como consta en el acta 1526.

El hecho de no presentar modificaciones significativas en su conformación, permite que el direccionamiento estratégico de mediano y largo plazo, así como las políticas y directrices fijadas por la Junta Directiva tengan continuidad en la entidad, dando cumplimiento a lo establecido en el Convenio Marco de Relaciones suscrito entre EPM y el Municipio de Medellín.

Es de anotar que el Alcalde de Medellín o su delegado desempeñan cargos públicos y los miembros de la Junta Directiva manifestaron cumplir con el régimen de inhabilidades e incompatibilidades establecido en la Ley.

2. Operatividad de las reuniones de Junta Directiva

2.1 Programación

Durante el año 2010 la Junta Directiva se reunió ordinariamente en las fechas determinadas en su programación anual (en total 12 sesiones), cumpliendo al cien por ciento (100%) la programación de las reuniones.

Por excepción, la Junta Directiva fue convocada 2 veces a reuniones extraordinarias por el Presidente, el 11 de agosto y el 19 noviembre, e igualmente por excepción el 19 de febrero se realizó una reunión no presencial, mecanismo para la toma de decisiones establecido en los artículos 20 de la Ley 222 de 1995 y 10 del Acuerdo 12 de 1998 – Estatutos).

2.2 Citación

La citación a las reuniones se cumplió con la programación previamente establecida para ellas, y con la remisión de la información para la correspondiente reunión. Igualmente, por correo electrónico y con la programación de las reuniones publicada en la agenda del sitio web interno de la Junta Directiva, se cumplió con la citación a las reuniones de la Junta Directiva.

2.3 Disponibilidad de la información

Con el fin de garantizar la oportunidad en el conocimiento de la información de los temas que se sometieron a consideración de la Junta, a través de la Secretaría General se envió a los miembros de la Junta la información a tratar en cada sesión, así como el orden del día respectivo. Dicha información se remitió tanto en medio físico como electrónico, y además se publicó en la página principal de la Junta Directiva, sitio creado y destinado para tal propósito.

Para cumplir con lo establecido en el Reglamento Interno de la Junta Directiva se procuró remitir a los miembros de la misma la información correspondiente a cada reunión con la antelación prevista en el reglamento, es decir, con diez (10) días calendario de antelación a la sesión respectiva, hasta la sesión del 7 de septiembre de 2010 en la cual el Gerente General sometió a consideración de los miembros una modificación al Reglamento Interno de Junta Directiva, correspondiente a la disminución a cinco (5) días calendario del término previsto para el envío de la información. Aprobada esta modificación contenida en el Decreto 284 del 7 de septiembre de 2010, "Por medio del cual se modifica el Anexo 5 del Código de Gobierno Corporativo de Empresas Públicas de Medellín E.S.P.", en las sesiones posteriores se remitió la información a los miembros con cinco (5) días calendario de antelación a la sesión.

2.4 Quórum

Durante el año 2010 las sesiones de Junta Directiva contaron tanto con el quórum establecido para deliberar (mayoría de sus miembros), como con el



● Planta de Tratamiento de Aguas Residuales San Fernando.

quórum establecido para decidir (mayoría de sus miembros), acorde con lo establecido en el artículo 13 del Acuerdo 12 de 1998 (Estatutos de la entidad).

2.5 Orden del día

Durante el año 2010, al inicio de cada sesión y luego de verificado el quórum, se sometió para consideración y aprobación de los miembros de la Junta Directiva, el orden del día respectivo, dado a conocer previamente a cada uno de ellos. En algunas de las reuniones, el orden del día se modificó, previa aprobación de los miembros.

2.6 Asistencia

La asistencia a las reuniones correspondientes en consideración a la permanencia en el cargo (teniendo en cuenta la mencionada renuncia del doctor Juan Camilo Restrepo y la posesión de la doctora Claudia Jaramillo), se detalla en el siguiente cuadro:

Detalle de asistencia a Junta Directiva durante 2010

Miembro de Junta	Asistió	Inasistió	Total
Alonso Salazar Jaramillo	10	5	15
Tatyana Aristizábal Londoño	15	0	15
Gabriel Ricardo Maya Maya	15	0	15
Carlos Guillermo Álvarez Higueta	15	0	15
Alberto Arroyave Lema	15	0	15
Francisco Correa Molina	13	2	15
Juan Camilo Restrepo Salazar	7	1	8
Luis Fernando Arbeláez Sierra	13	2	15
Rubén Hernando Fernández Andrade	15	0	15
Claudia Jiménez Jaramillo	2	0	2

2.7 Temas pendientes

La Secretaría General elaboró un listado de los asuntos pendientes derivados de las reuniones de la Junta Directiva, que fue publicado en la página principal del Comité Institucional en el sitio "Temas Pendientes Junta Directiva 2010", y se detalló, además de los asuntos pendientes, sus responsables y los términos previstos para su atención, con el propósito de facilitar el seguimiento a los mismos por cada dependencia responsable.

Así mismo, durante todo el año 2010 se incluyó en el orden del día de cada sesión, un punto correspondiente a "Temas Pendientes Junta Directiva", y la Secretaría General presentó la información sobre el avance de su atención.

2.8 Aprobación de actas

Las actas de las reuniones de Junta Directiva del año 2010 fueron puestas a consideración de los miembros para su aprobación en la reunión siguiente, previo envío del proyecto de acta como parte de la información correspondiente a la sesión en que se aprobaron, permitiendo así que los miembros presentaran las observaciones a las mismas.

2.9 Comisiones de estudio

En consideración a que durante el año 2010 la Junta Directiva contó con el apoyo de tres (3) Comités de Junta, no se designaron comisiones de estudio para el análisis de temas específicos.

3. Comités de la Junta Directiva

Los miembros de la Junta Directiva de EPM hacen a su vez parte de algunos comités requeridos legalmente o constituidos como soporte a la labor de dirección del ente. En la actualidad, la empresa tiene constituidos el Comité de Auditoría, el Comité de Asuntos Administrativos y el Comité de Nuevos Negocios.

3.1 Comité de Auditoría

Creado por el Decreto 217 de 2006 de la Junta Directiva, tiene entre sus funciones supervisar el cumplimiento del programa de Auditoría Interna, velar por la preparación, presentación y revelación de información financiera, y controlar el cumplimiento de prácticas específicas de gobierno corporativo. Durante el año 2010, el Comité de Auditoría estuvo integrado por los doctores Gabriel Ricardo Maya Maya, Carlos Guillermo Álvarez Higueta y Tatyana Aristizábal Londoño. Participaron también, con voz y sin voto, el Auditor Externo y el Director de Control Interno de EPM. En total, a lo largo de 2010 el Comité efectuó 11 reuniones.

3.2 Comité de Asuntos Administrativos

Creado mediante el Decreto 268 del 7 de julio de 2009 de la Junta Directiva, con el fin de analizar con la Administración en mayor detalle los asuntos administrativos que le sean encomendados a la Junta Directiva, para que este órgano tome la decisión cuando se requiera o valide la recomendación efectuada por el Comité. A lo largo del año estuvo integrado por los doctores Francisco Correa Molina, Rubén Hernando Fernández Andrade y Luis Fernando Arbeláez Sierra. Participaron también, con voz y sin voto, la Directora de Planeación Institucional, la Secretaría General de EPM o su designado, y los servidores de la entidad que a juicio del mismo fueron requeridos. Durante el año 2010 el Comité efectuó un total de 7 reuniones.

3.3 Comité de Nuevos Negocios

Creado mediante el Decreto 274 del 2 de febrero de 2010 de la Junta Directiva, estuvo integrado por los doctores Tatyana Aristizabal Londoño, Carlos Guillermo Álvarez Higueta y Juan Camilo Restrepo Salazar, éste último hasta el 3 de agosto de 2010, fecha de su renuncia como miembro de Junta Directiva. Fue sustituido en el Comité por la doctora Claudia Jiménez Jaramillo una vez se posesionó como nuevo miembro de la órgano directivo el 19 de noviembre de 2010. Participaron además, con voz y sin voto, el Director de Finanzas Institucionales, el Director de Crecimiento Internacional y la Secretaria General de EPM, al igual que otros servidores de la entidad que a juicio del mismo fueron requeridos.

Este Comité, que constituye una innovación del año 2010, apoya los análisis de negocios de inversión que son presentados a la Junta Directiva, constituyéndose en un importante apoyo para el adecuado ejercicio de las funciones de Administración. Durante el año 2010 el Comité efectuó un total de cinco reuniones.

4. Remuneraciones y beneficios

En cumplimiento de lo establecido en el Decreto 1165 de 2009, mediante el cual se estableció la remuneración para los miembros de la Junta Directiva (con excepción del Alcalde o su delegado), cada miembro recibió la suma de tres salarios mínimos legales mensuales vigentes por la asistencia a cada sesión de Junta Directiva o a cada reunión del Comité de Junta Directiva del que hizo parte.

El total recibido por cada miembro de la Junta y su discriminación por honorarios como miembros del órgano directivo, honorarios por pertenecer a uno de sus comités y el valor recibido por concepto de viáticos, fue:

Nombre	Honorarios Junta Directiva	Honorarios Comité de Auditoría	Honorarios Comité Asuntos Administrativos	Honorarios Comité Nuevos Negocios	Viáticos capacitación	Total recibido Año 2010
Aristizabal Londoño Alicia Tatyana	22.199.130,00	16.670.550,00		4.171.500,00	708.000,00	43.749.180,00
Álvarez Higueta Carlos Guillermo	22.150.260,00	16.670.550,00		6.952.500,00		45.773.310,00
Restrepo Salazar Juan Camilo	9.733.500,00			1.390.500,00	1.407.152,00	12.531.152,00
Fernández Andrade Rubén Hernando	20.857.500,00		9.684.630,00			30.542.130,00
Arbeláez Sierra Luis Fernando	19.418.130,00		8.343.000,00		1.396.152,00	29.157.282,00
Maya Maya Gabriel Ricardo	22.199.130,00	16.670.550,00			2.104.152,00	40.973.832,00
Correa Molina Francisco Alberto	20.759.760,00		9.733.500,00			30.493.260,00
Arroyave Lema Carlos Alberto	23.540.760,00				1.784.152,00	25.324.912,00
Jiménez Jaramillo Claudia Elena	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total	160.858.170,00	50.011.650,00	27.761.130,00	12.514.500,00	7.399.608,00	258.545.058,00

Durante 2010 no se causaron las cuentas de cobro por honorarios a cargo de la doctora Claudia Jiménez Jaramillo, de manera que no se reflejan pagos

por su asistencia a las sesiones de la Junta Directiva o sus comités en ese año.

5. Conflictos de interés

En la sesión del 19 de noviembre de 2010 (Acta 1526) la doctora Claudia Jiménez Jaramillo manifestó su inhabilidad por espacio de un año, para realizar gestiones ante la Presidencia de la República. Igualmente, y por haber intervenido como facilitadora en la mesa de negociación entre la Gobernación de Antioquia, el Municipio de Medellín, el Instituto para el Desarrollo de Antioquia, Empresas Públicas de Medellín E.S.P. y la sociedad Hidroeléctrica Ituango S.A. E.S.P. para la definición del desarrollo del proyecto hidroeléctrico Pescadero Ituango, se declaró impedida para participar en cualquier decisión que sobre ese tema se presente a consideración de la Junta Directiva, relacionada con el Acuerdo de Voluntades celebrado entre las partes.

Ningún otro miembro de la Junta Directiva consideró la posibilidad de existencia de conflictos de interés en el ejercicio de su cargo.

6. Capacitación

Con el fin de atender eficientemente las necesidades de capacitación, se elaboró un plan de inducción para los nuevos miembros de la Junta Directiva, así como un plan general de capacitación para todos. En desarrollo de dichos planes se adelantó la inducción a la doctora Claudia Jiménez Jaramillo durante los días 25 de noviembre y 6 de diciembre de 2010.

De otro lado se realizaron 4 sesiones de capacitación a los miembros de la Junta Directiva, para una actualización en todos los temas de la empresa, las cuales se llevaron a cabo durante los días 3 de mayo, 6 septiembre, 4 de octubre y 6 diciembre de 2010.

7. Autoevaluación de los miembros de Junta Directiva

Uno de los principales eventos de la gestión de la Junta Directiva consiste en la autoevaluación que realizan sus miembros una vez finalizado el ejercicio anual.

Esta evaluación se orienta a dos aspectos principales: por un lado, la evaluación de cada una de las sesiones de la Junta Directiva en asuntos tales como oportunidad, calidad y pertinencia de la información entregada antes de la reunión, claridad y profundidad de los temas analizados, tiempo estimado al tratamiento de cada uno, cumplimiento de la agenda programada, duración de la reunión y efectividad en la toma de decisiones. El otro aspecto consiste en la evaluación que cada miembro realiza de la Administración de la empresa, de la Junta Directiva como órgano colegiado y de su propia gestión como miembro de la misma.

La evaluación de la gestión de la Junta Directiva estuvo compuesta por 33 preguntas cualitativas sobre comportamientos deseables en miembros directivos, calificadas en una escala de 1 a 4 desde "En total desacuerdo" hasta "Totalmente de acuerdo" frente a la presencia del comportamiento descrito en cada pregunta. Acorde con los resultados, puede observarse que en un buen grado se encontraron en la actuación de la Junta comportamientos deseables para el Directorio:

Resultados de la autoevaluación de gestión de la Junta Directiva

Temas	Punt.
En relación con la administración de la empresa	3,2
En relación con la Junta Directiva como órgano colegiado	3,2
En relación con su gestión como miembro de la Junta Directiva	3,4
En relación con el Comité y con su gestión como miembro del mismo	3,7

Respecto de las actuaciones de la Junta y con el fin de convertirla en un órgano cada vez más efectivo, los miembros recomendaron actualizar los valores de su remuneración, facilitar espacios adicionales a las sesiones ordinarias para el análisis de temas estratégicos y enfocarse durante el año 2011 en el seguimiento a los negocios internacionales, la Responsabilidad Social Empresarial y la cohesión de la Junta en su actuar como órgano colegiado.

En cuanto a la valoración de las sesiones realizadas en una escala de 1 a 5, siendo 5 una calificación excelente, las calificaciones finales fueron:

Resultados de la autoevaluación de actuación interna de la Junta Directiva

	Criterio	Total
1	Oportunidad, calidad y pertinencia de la información entregada antes de la reunión	3,5
2	Claridad y profundidad de los temas tratados	3,8
3	Tiempo estimado al tratamiento de cada tema	3,6
4	Cumplimiento de la agenda programada	3,6
5	Duración de la reunión	3,7
6	Efectividad en la toma de decisiones	4,0
	Resultado	3,7
		Bueno

Son los resultados de una gestión directiva que nos deja satisfechos por todo lo que ha significado para el desarrollo de los objetivos de EPM, en una etapa tan importante para la empresa como lo es la consolidación del Grupo en el plano nacional e internacional, junto a la dinámica de Responsabilidad Social que se refleja en realizaciones de gran valor para el presente y el futuro de Medellín y de todas las regiones y ciudades donde hace presencia con su gestión y sus servicios.

El respeto y el apoyo de la gente que se ha ganado EPM vienen del compromiso de todos los que trabajan a su nombre en las instancias directivas y operativas de la organización.

Por eso, en nombre de los ciudadanos de Medellín, quiero expresar nuestra gratitud a todos los miembros de la Junta Directiva que nos acompañaron durante el año 2010.

Nuestro principal objetivo es ser cada vez mejores en lo que hacemos y alcanzar la Sostenibilidad de EPM para las generaciones venideras. ¡Con el compromiso de todos, lo estamos logrando!



Alonso Salazar Jaramillo
Alcalde de Medellín



El Grupo EPM se internacionaliza	17
2010: Crecimiento con sostenibilidad	18
Estructura del Grupo EPM	21
El Grupo EPM Trabaja con sinergia	22
Cobertura del Grupo EPM	23
Principales proyectos de las empresas del Grupo EPM	24
Dictamen de los Auditores Independientes	36

Estados financieros consolidados y sus notas	38
Balance general consolidado	41
Estado de actividad financiera, económica y social consolidado	42
Estado financiero consolidado de cambios en el patrimonio	43
Estado consolidado de flujos de efectivo	44



Notas de carácter general (Notas 1-6)	45
Notas de carácter específico (Notas 7-34)	85
• Notas del activo (Notas 7-17)	85
• Notas del pasivo (Notas 18-25)	99
• Notas del patrimonio (Nota 26)	112
• Notas de cuentas de orden (Nota 27)	112
• Notas de resultados (Notas 28-34)	115
Hechos posteriores al cierre (Nota 36)	124

El Grupo EPM se internacionaliza

La Estrategia del Grupo EPM es el crecimiento y el propósito la sostenibilidad. Con ese norte, el Grupo EPM inició su incursión en Centroamérica y tuvo como punta de lanza la adquisición de las empresas en Guatemala. Así fue como EPM allanó el camino de la internacionalización del Grupo Empresarial mediante tres transacciones que ascendieron a US\$635 millones.

EPM adquirió la participación total de Distribución Eléctrica Centroamericana Dos, S.A. -DECA II- por US\$605 millones, Gestión de Empresas Eléctricas S.A. -GESA- por US\$11.5 millones y el 51% de GENHIDRO y el 3% de HIDRONORTE por US\$18.5 millones.

DECA II es una holding que controla las siguientes empresas:

- EEGSA, la empresa de distribución de energía eléctrica más grande de Centroamérica con más de 940 mil clientes.
- COMEGSA, la principal comercializadora de energía de Centroamérica.
- TRELEC S.A., la segunda empresa de transmisión de energía de Guatemala.
- ENÉRGICA S.A, considerada la primera empresa de construcción y mantenimiento del sector eléctrico en Guatemala.



- *Oficina principal EEGSA ciudad de Guatemala.*

Adicionalmente, tiene el control de CREDIEGSA, AMESA e IDEAMSA, empresas de servicios conexos.

GESA, es una empresa dedicada a la exploración y desarrollo de nuevos negocios eléctricos.

GENHIDRO es la holding que controla a HIDRONORTE, la cual posee la central Río Bobos de 10 MW de capacidad instalada, el proyecto hidroeléctrico Hidrosalá de 15 MW y Mano de Obra S.A. que tiene como actividad principal la prestación de servicios de mano de obra, administración, planificación y diseños de ingeniería.

Estas compras le suman al Grupo EPM 650 mil nuevos clientes y consolidan su liderazgo empresarial en Centroamérica.

2010:

Crecimiento con sostenibilidad

Para EPM Sostenibilidad es el conjunto de condiciones económicas, sociales y ambientales que favorecen la permanencia y el desarrollo de la empresa en una relación de beneficio mutuo con la sociedad. Tres años después de la formulación de su estrategia empresarial, basada en el crecimiento con el propósito de la Sostenibilidad, 2010 representa un año de avances significativos en ambos sentidos.

En materia de crecimiento, EPM tiene una MEGA formulada en ingresos por ventas al año 2015, equivalentes a US\$ 5.000 millones, de los cuales el 60% se originará en Colombia y el 40% fuera del país. En este sentido, la empresa ha dado pasos cruciales a partir de su ingreso en el mercado centroamericano, hasta ubicarse, con cinco años de anticipación, muy cerca de su cumplimiento. Por esta razón, emprenderá en 2011 un proceso de revisión y ajuste en sus retos, pero sin modificar la convicción sobre la Sostenibilidad como propósito empresarial.

En cuanto a Sostenibilidad, en cada una de sus dimensiones organizacionales EPM tiene un objetivo estratégico con foco directo en Responsabilidad Social y Ambiental, y que modula y le imprime carácter a los logros en crecimiento. En este sentido, durante 2010 la entidad registra avances en el empeño de fortalecer para la industria de los servicios públicos y para la empresa misma un modelo de actuación donde la Responsabilidad Social Empresarial regule el uso de los recursos, la relación con los grupos de interés y la agregación de valor social.

Las políticas Ambiental y de Responsabilidad Social Empresarial son el instrumento de gestión que para la casa matriz del Grupo y para sus filiales garantiza que convicciones como la transparencia, la legalidad y la responsabilidad estén presentes en todas las decisiones de crecimiento y de operación.

A continuación se detallan las principales acciones que en Responsabilidad Social Empresarial registraron en 2010 algunas de las empresas del Grupo en relación con sus respectivos grupos de interés:

CHEC

Central Hidroeléctrica de Caldas

Esta empresa viene en un proceso de construcción, abordaje e inclusión desde la perspectiva estratégica de diferentes componentes de Responsabilidad Social Empresarial (RSE):

Se incorporó la política de RSE del Grupo y se planeó para 2011 el autodiagnóstico según la metodología Ethos y la propia de Grupo EPM, al tiempo que se suscribió el Pacto Global desde enero 2009 y se presentó el primer informe COP.

En el grupos de interés Clientes, CHEC presenta iniciativas que impulsan el conocimiento y la calidad del servicio, entre ellas las jornadas de comunicación con el Gerente de la empresa en diferentes zonas, el programa "Líderes en acción", la asesoría eléctrica, el fortalecimiento



● Operarios de CENS.

de la red de Facilitadores de la Gestión Comercial Rural, el programa Habilitación de Viviendas, el Plan de pago por cuotas y la escuela "Amigos de CHEC", entre otras acciones encaminadas a la formación y participación activa en el cuidado de lo público y la construcción de ciudadanía como el proyecto de Educación que genera progreso para el Eje Cafetero y los Comités Interbarriales de Ciudadanía.

CENS

Centrales Eléctricas del Norte de Santander

Esta empresa del Norte de Santander reconoce las dinámicas sociales, ambientales y económicas donde la escucha activa y el relacionamiento continuo con los grupos de interés constituyen un reto permanente. Es por esto que se desarrollaron proyectos educativos con los niños, profesores, rectores, representantes comunitarios, líderes naturales y miembros de las administraciones municipales, enfatizando aspectos temáticos rela-

cionados con el servicio de energía: Energizando el futuro, Escuela de líderes, Encuentro con líderes comunitarios, CENS en su comunidad y la realización de distintas jornadas pedagógicas y talleres educativos y formativos sobre el servicio de energía orientados a las comunidades.

En el 2010 CENS apoyó acciones de Responsabilidad Social Empresarial dirigidas al mejoramiento de las instalaciones eléctricas de las instituciones educativas y la ejecución de obras eléctricas, proyectos productivos donde se enfatizan las sinergias interinstitucionales y se apoyan las iniciativas culturales y deportivas de la región. Igualmente, se destaca que tres estudiantes residentes en Cúcuta, Ocaña y Tibú se beneficiaron con las becas otorgadas por la Fundación EPM.

EDEQ

Empresa de Energía del Quindío

Para la comunidad, EDEQ diseñó diferentes actividades enmarcadas en

tres grandes líneas de trabajo: Estudio del entorno social, Mitigación de impacto y Plan de acción social.

En el marco del Plan de acción social se implementaron cinco programas educativos en temas como el uso eficiente de la energía, riesgo eléctrico, interpretación de factura, costo por prestación del servicio de energía, daños a terceros y alumbrado público, entre otros.

En la línea de trabajo de Mitigación de impacto la empresa propició espacios de acercamiento y concertación con líderes comunitarios, presidentes de juntas de acción comunal, vocales de control, ediles, concejos y alcaldías municipales, gremios y demás usuarios de las zonas impactadas, con el fin de garantizar el bienestar común antes, durante y después de la ejecución de los proyectos.

En cuanto al Estudio del entorno social, se tiene como objetivo establecer la matriz de conflicto de la organización, caracterizando la población beneficiada con las acciones técnicas que realiza la empresa, por medio de variables demográficas, económicas, familiares, de infraestructura, entre otras, que posibiliten identificar si existen posibles riesgos que puedan impactar el accionar de la empresa.

Durante los últimos seis años, EDEQ ha logrado una cobertura de 276,346 personas que equivalen al 50% de la población del departamento del Quindío.

En el área medioambiental, y en el marco de su objetivo de contribuir a la formación y toma de conciencia de ciudadanos responsables para relacionarse de forma adecuada con su entorno mediante prácticas de protección y conservación del

medio ambiente, EDEQ desarrolló diferentes programas de educación ambiental, participación y liderazgo en actividades tales como la celebración del Día del agua y del medio ambiente.

De igual manera se dio continuidad a las acciones del Plan de Manejo Integral de Residuos Sólidos (PMIRS), mientras que en Residuos Peligrosos (RESPEL) se gestionó el tratamiento de residuos tales como PCBs, baterías plomo-ácido, pilas, tonners y cartuchos, lámparas y bombillos de mercurio y sodio.

ESSA Electrificadora de Santander

De acuerdo con la estrategia de Sostenibilidad, ESSA avanzó en la divulgación y promoción de la asimilación de la Política de Responsabilidad Social Empresarial (RSE) realizando la réplica del foro de RSE diseñado y apoyado en su ejecución por la casa matriz, con participación de un importante grupo de trabajadores.

Otro resultado de la implementación de la política de RSE lo constituyó el aumento en cobertura rural. En 2010, en desarrollo de convenios con el Departamento de Santander y el Municipio de Barrancabermeja, se acordó realizar la electrificación de 2.911 clientes rurales por valor de \$11.847 millones, de los cuales a 31 de diciembre se incorporaron al sistema 2.565 clientes. Como acompañamiento a los programas de electrificación rural se avanzó dentro del proyecto "ESSA.edu", en convenio con el programa "Computadores para educar", con la adecuación y entrada en servicio de las primeras 20 aulas de informática

en escuelas rurales, de un total de 40 aulas de informática programadas para este año.

Parte fundamental del propósito empresarial de sostenibilidad fue el desarrollo de acciones tendientes a consolidar la gestión ambiental como un aspecto transversal a la organización, elemento indispensable para el desarrollo de negocios de manera consecuente con la política que se adoptó del Grupo EPM.

EEGSA Empresa Eléctrica de Guatemala

De la filial guatemalteca del Grupo EPM se destacan sus acciones de Responsabilidad Social dirigidas a los grupos de interés. De esta manera, a raíz de la erupción del volcán Pacaya y de la tormenta tropical Ágatha, la empresa apoyó con víveres y visitas para evaluar los daños sufridos en las viviendas de los colaboradores; actividad que contó con el apoyo de un grupo de personas de la Corporación EEGSA.



Igualmente se trabajó en la reparación y mejoramiento de viviendas en las aldeas Humitos y Mesillas Altas del municipio de Amatitlán y, desde la perspectiva ambiental, se hicieron reforestaciones en 2010 con la siembra de 10 mil árboles en sus zonas de influencia. También se imprimió y distribuyó el material didáctico denominado "Proyecto educativo energía y vida", una colección de 12 fichas que con un lenguaje amigable aborda el tema de la electricidad, brinda información sobre sus características y entorno, da a conocer la ruta de la energía eléctrica y presenta aspectos interesantes sobre el uso correcto y eficiente de este servicio, incluyendo la prevención de accidentes.

En 2010, EEGSA invirtió 570 mil dólares en la normalización de las instalaciones de suministro eléctrico de 39 asentamientos ubicados en diversas zonas de Ciudad de Guatemala y en otros municipios de su área de cobertura. Así mismo, trasladó y remodeló la agencia de atención al cliente "Megacentro", al tiempo que diseñó, construyó y puso en servicio el nuevo Centro de Servicio Unicentro.

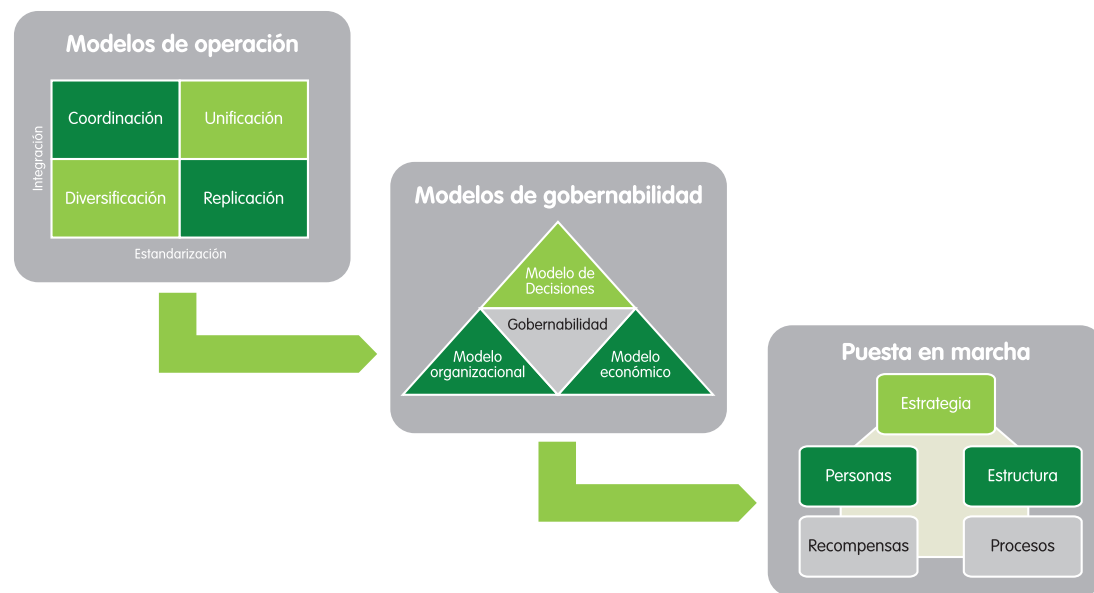
Estructura del Grupo EPM



El Grupo EPM trabaja con sinergia

El Modelo de Trabajo de Grupo es una ruta para la integración de los procesos, modelos y sistemas, por medio de las personas que forman el Grupo EPM, definiendo el relacionamiento entre la matriz y sus filiales.

El Modelo de Trabajo de Grupo consta de los modelos de operación y de gobernabilidad. El modelo de operación presenta las decisiones de integración y estandarización de procesos en las filiales, y los modelos de gobernabilidad definen los derechos de decisión y la atribución de responsabilidades que generan las conductas deseadas en la organización, de acuerdo con los modelos de operación acordados.

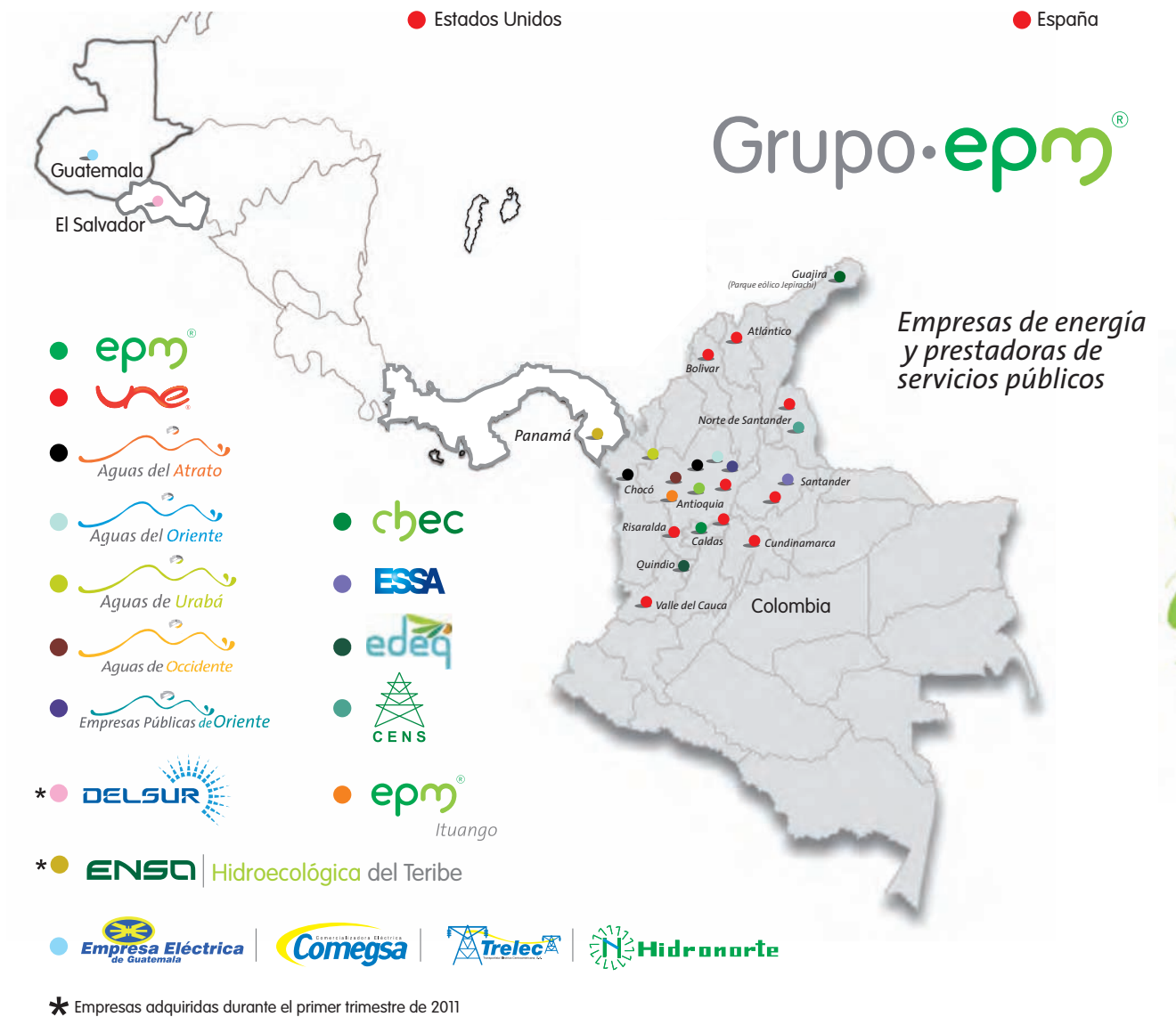


La forma de materializar las definiciones realizadas en los modelos de operación es a través de las "redes de sinergia", mecanismo de apoyo para que los diferentes niveles de decisión en EPM y las filiales interactúen alrededor de los procesos.

Estas redes, constituidas por equipos de la matriz y las filiales que trabajan alrededor de procesos, permiten disponer de un conocimiento más amplio de los procesos a fin de hacerlos más ágiles y eficientes.

Como ejemplo de resultados de las redes de sinergia se destacan, hasta la fecha, los logrados por las diferentes dependencias que manejan el proceso Gestión de la Comunicación y el proceso de Asimilación del Cambio que han permitido que los mismos se estandaricen y hagan sinergia en todas las empresas del Grupo EPM.

Cobertura del Grupo EPM



* Empresas adquiridas durante el primer trimestre de 2011

Principales proyectos de las empresas del Grupo EPM

Casa matriz EPM

Para EPM, el 2010 fue un año importante en la materialización de la estrategia de crecimiento fijada por la organización dentro de su propósito de Sostenibilidad, hasta lograr avances notables a nivel local con proyectos nuevos como Porce III, expansión en redes de distribución y de gas, electrificación rural con el programa Antioquia Iluminada y la expansión en redes de acueducto y alcantarillado. Además, como respuesta de la empresa a las limitaciones regulatorias en el negocio de energía local, contribuyeron al logro de la estrategia los pasos que se dieron en el ámbito internacional con las adquisiciones de las empresas DECA II, Genhidro e Hidronorte en Guatemala.

• Porce III

Para cumplir con el compromiso adquirido con el país, en diciembre de 2010 EPM puso en operación la primera unidad generadora de 175MW de la central Porce III, que hace parte de una inversión total de US\$1,330 millones. Esta hidroeléctrica aportará un total de 660 MW al sistema nacional en un momento oportuno para suplir la demanda de energía del país y alejar los riesgos de un racionamiento en el corto y mediano plazo. Con Porce III, EPM se consolida como primer generador de energía eléctrica en Colombia.

• Proyecto Nueva Esperanza

En abril de 2010, la UPME (Unidad de Planeación Minero Energética) seleccionó la oferta presentada por EPM para convertirse en el inversionista encargado de construir, administrar, operar y mantener el proyecto Nueva Esperanza del Sistema de Transmisión Nacional (redes a 500 kV y a 230 kV), que entrará en operación en agosto de 2012, con el compromiso de atender el crecimiento de la demanda en el área de Bogotá y ofrecer mayor confiabilidad al sistema en general. El proyecto demandará inversiones por \$162 mil millones y permitirá a EPM posicionarse en el mercado de la transmisión de energía en Colombia.

• Gas Natural EPM

En el programa de distribución de gas natural se invirtieron \$18 mil millones para la construcción de 143.6 kilómetros de red de polietileno en el Valle de Aburrá y la incorporación de 88,447 clientes en el sector residencial.

Con la tecnología de Gas Natural Comprimido (GNC), durante el año 2010 el servicio llegó al Oriente antioqueño y se prepara para seguir a este mismo ritmo en otras subregiones del departamento.

• Expansión y reposición de redes

En expansión y reposición de redes de distribución y transmisión de energía se invirtieron \$117 mil millones.

• Saneamiento del Río Medellín e infraestructura de acueducto

En esta materia las inversiones alcanzaron los \$85 mil millones durante el año 2010.

• Proyecto Ituango

El Instituto para el Desarrollo de Antioquia, IDEA, y EPM, suscribieron un acuerdo vinculante para las partes, que le permitirá a EPM desarrollar integralmente el proyecto Pescadero Ituango, es decir, financiar, construir, operar, mantener y posteriormente restituir la central hidroeléctrica a la Sociedad Hidroituango, ratificando así el compromiso de EPM de invertir en el país. En virtud de este acuerdo, se hizo un anticipo al IDEA, de los excedentes futuros de este proyecto, por \$289,723 millones.

Para EPM, el papel que entra a jugar en este proyecto, el más importante de cuantos se han concebido en el país en materia de generación de energía, significa respaldo a una gestión de más de 55 años y respeto al conocimiento y a la experiencia de quienes han construido la columna vertebral del sistema de energía eléctrica en Antioquia.

UNE EPM Telecomunicaciones

• Proyecto Productividad

Dentro del Plan de Negocio, la Compañía pretende lograr una óptima efectividad empresarial, continuando en el desarrollo de proyectos que buscan el mejoramiento de los procesos, la estructura organizacional y la tecnología para el soporte y desarrollo del negocio. Por esta razón, inició la implantación del Proyecto Productividad, cuya fase diagnóstica se realizó en 2009, con foco en los procesos críticos que soportan la operación del negocio (eficiencia operativa), los que involucran el aseguramiento de ingresos y la implantación de la nueva estructura organizacional. Posteriormente, se vio la necesidad de revisar otros procesos críticos para el negocio, como: Oferta Comercial, Arquitectura TI y Soporte eficiente al negocio.

La implantación de las mejoras de estos procesos permitirá asegurar que la empresa sea sostenible, que cumpla con su promesa de valor a los clientes y crear valor para los accionistas en el largo plazo.

Al cierre de diciembre, los ahorros/ingresos obtenidos por el Proyecto Productividad, son:

	Real	Planificado	Cumplimiento
Ingresos / ahorros	\$ 43,833,06	\$ 42,516.82	103%

La sobre-ejecución en los ahorros/ingresos se debe principalmente a que el proyecto Gestión Cuadrillas ha presentado un mejor comportamiento en los retornos al inicialmente planificado.

Durante el año 2010 se iniciaron 57 proyectos para la implantación de los procesos mencionados, acompañados de un ambicioso plan de cambio para lograr que la organización se adapte a las mejores prácticas de la industria, lo que constituye un esfuerzo enorme puesto que se están realizando los cambios a la vez que se trabaja para el crecimiento y consolidación del negocio a nivel nacional e internacional.

• Proyecto UNE 4G – Banda ancha móvil

EL 9 de junio de 2010 UNE EPM Telecomunicaciones marcó un nuevo hito en su historia al ganar la subasta del espectro de 2,5 Ghz realizada por el Ministerio de las Tecnologías de la Información y las Comunicaciones, MinTIC, con lo cual se constituyó en el nuevo operador de comunicaciones móviles en Colombia. El valor total de la transacción por el derecho al uso del segmento asciende a 80 mil millones de pesos.

Este espectro le aporta un gran valor a la empresa y la proyecta a una nueva dimensión empresarial al permitirle su ingreso al negocio de la Banda ancha móvil, que tendrá uno de los mayores índices de crecimiento en la industria de las telecomunicaciones.

Para desarrollar el negocio de Movilidad, UNE ha configurado un proyecto corporativo de gran envergadura que avanza de acuerdo con lo planeado, incorporando diferentes áreas de la compañía.



• UNE telecomunicaciones.

La red requerida en uso del espectro para la Banda ancha móvil se trabajará con la tecnología LTE (Long Term Evolution), tal como lo han hecho la mayoría de los grandes operadores del mundo.

Adicionalmente, el Proyecto de Movilidad 4G se está apoyando en gran medida sobre las transformaciones y plataformas que UNE viene desarrollando dentro del Proyecto de Productividad, al que está abocada toda la organización, de tal manera que UNE pueda llegar a una oferta convergente de servicios antes que otros operadores.

Centrales Eléctricas de Norte de Santander - CENS

• Remodelación de redes y automatización de subestaciones

En la vigencia presupuestal 2010 se invirtieron alrededor de \$7.380 millones para la remodelación de redes primarias y secundarias de circuitos por deficiencia en la calidad del servicio y por altas pérdidas. Se destacan la compra de un autotransformador monofásico 230/115/13.8 KV 30/40/50 MVA y la construcción de la línea a 34.5 Kv Insula-Atalaya.

Con estos trabajos se beneficiaron en promedio 6.800 clientes, al tiempo que se logró disminuir la vulnerabilidad de las redes secundarias mejorando la calidad del servicio, aumentando la confiabilidad y garantizando la continuidad en su prestación.

Con la línea y el futuro ingreso de la subestación Atalaya, se obtendrán grandes beneficios para cerca de 50 barrios de la ciudadela de Juan Atalaya de la ciudad de Cúcuta. Así mismo, se modernizó la infraestructura de las redes primarias y secundarias, cumpliendo con las distancias de seguridad RETIE.

• Programa de Reducción y control de pérdidas de energía

Se gestionaron recursos por valor de \$6.980 millones destinados a la remodelación de circuitos de altas pérdidas con fines de recuperación y la instalación de 1.579 macromedidores en circuitos de distribución secundaria de baja tensión para realizar balances de energía.

Así mismo, un total de 7.554 clientes se beneficiaron con la remodelación de 61,1 km de red de distribución de baja tensión.

Después de empezar el 2010 con un índice de pérdidas de 15.89%, gracias a la gestión realizada en el transcurso del año se logró reducir el indicador a 14,82% (superior a la meta establecida de 15.54%), resultados que además se traducen en modernización de la red de distribución de energía eléctrica y mejora en la calidad de la prestación del servicio.

Central Hidroeléctrica de Caldas - CHEC



● CHEC.

- **Proyecto Remodelación de Redes PRR2**

Este proyecto permitió la intervención de 55,411 clientes ubicados en 42 municipios de los departamentos de Caldas y Risaralda. Se generaron 135 empleos directos y 35 indirectos, inmersos en los contratos de mano de obra e interventoría. El logro más destacable fue la disminución del indicador de pérdidas del operador en 15.29 Gwh. La inversión total fue de \$ 8,681 millones y el porcentaje de ejecución superior al 97.6% en promedio para todas las zonas intervenidas.

- **Programa Educación que genera progreso para el Eje Cafetero**

Con una inversión superior a los \$1,439 millones, este programa patrocina estudios técnicos o tecnológicos los fines de semana a jóvenes del área rural con noveno grado aprobado y con una "idea de negocio".

Para realizar su proyecto educativo en las mejores condiciones, los estudiantes también reciben alojamiento, transporte y alimentación en localidades cercanas.

Durante el proceso de formación, los beneficiarios hacen "réplicas" es decir, sirven de multiplicadores en sus comunidades de un curso de servicios públicos. A la fecha se han graduado 34 estudiantes y 166 continúan en el proceso formativo.

En una segunda fase, en alianza con el Comité de Cafeteros, los profesores de las universidades se desplazarán a las instituciones educativas veredales donde los jóvenes cursan estudios, con el fin de optimizar recursos y vincular a mil estudiantes más al proceso formativo. Las 10 mejores ideas de negocios propuestas son patrocinadas por CHEC.

Empresa de Energía del Quindío - EDEQ

- **Proyecto Automatización de Subestaciones**

Las inversiones ascendieron a los \$1,981 millones, incluyendo el contrato de asesoría y montaje de automatización de subestaciones con EPM, la compra de transformadores, pararrayos, cámaras y canalizaciones, el sistema de fibra óptica, entre otros.

En el proyecto, que impactó positivamente en sus 155.145 usuarios, se implementaron tres sistemas: Control, Recopilación de información y Comunicaciones con fibra óptica.

Con estas obras, EDEQ garantiza continuidad y calidad en la presentación del servicio a sus usuarios y minimiza los riesgos en la operación.

- **Proyectos de inversión en el municipio de Quimbaya**

Encaminados a la expansión y reposición de redes y nuevas energizaciones y peticiones de usuarios, la empresa ejecutó 35 proyectos e intervino 21,5 kilómetros de red, en una dinámica que consolida a EDEQ como aliado en el desarrollo económico de uno de los municipios más importantes de esta región colombiana.

Así mismo, en 2010 se realizaron inversiones por valor de \$9 mil millones para el desarrollo de proyectos de reposición y expansión de redes y subestaciones en todos los municipios del departamento, buscando garantizar la satisfacción de los clientes y la disponibilidad del servicio, que en 2010 se ubicó en el 99.8%.

Electrificadora de Santander S.A. – ESSA

• Plan de ampliación de la cobertura de la electrificación rural

Durante el 2010 se gestionaron convenios desarrollados con el Departamento de Santander y el Municipio de Barrancabermeja para la electrificación de 2.911 viviendas rurales por un valor de \$11,847 millones. Es de resaltar que producto del sistema de contratación se redujo el costo de construcción y se aumentó en 150 viviendas adicionales a los programados inicialmente, beneficiando a un total de 11.543 personas.

Los resultados de la ejecución de este proyecto son, en síntesis: una ampliación de la cobertura de la empresa, el ofrecimiento de una mejor calidad de vida para los habitantes beneficiados, y la oportunidad de brindar un mayor valor agregado a los campesinos en la tecnificación de sus labores diarias.

• Proyecto de reducción y control pérdidas

Se continuó con el proyecto de reducción y control de pérdidas de energía según el esquema trazado en el Plan de Negocios, con el objetivo principal de lograr una mayor eficiencia en la prestación del servicio de energía eléctrica, desde los puntos de vista técnico comercial y administrativo, lo cual se mide, entre otros, con el nivel de pérdidas de energía.

En el 2010 se dio inicio a los planes de actuaciones masivas y al aumento de cobertura en la ejecución, para lo cual se gestionaron seis contratos integrales de obra por valor de \$10,093 millones, y un contrato de prestación de servicios para el acompañamiento social por valor de \$433 millones, los cuales tienen como campo de acción toda el área de cubrimiento de ESSA.

Como resultado, se logró reducir el indicador de pérdidas de energía del operador de red a 19,14% y las pérdidas acumuladas a 442,83 Gwh, al tiempo que se recuperaron 18,09 Gwh en el periodo de agosto a diciembre, buscando así el acercamiento hacia la senda de recuperación requerida para el cumplimiento de las metas establecidas en el Plan de Negocios de los años 2011 y 2012.

Aguas de Urabá

• Optimización de la Planta de potabilización del municipio de Turbo

Este proyecto cuenta con una inversión de \$4,907 Millones, los cuales impactarán a 7,393 usuarios (aproximadamente 44.300 personas).

Se cumplieron las dos metas iniciales; la de incrementar la capacidad de potabilización de 120 L/S a 250 L/S, y se aumentó la capacidad de la planta para cubrir la demanda de los próximos 30 años. Se elevó el índice de contunuidad de 2.6 horas a 5.5 horas.

• Construcción de 4 tanques de almacenamiento de agua potable

Se construyeron cuatro tanques con sus respectivos sistemas de bombeo, en los municipios de Carepa, Turbo, Apartadó y Chigorodó. La inversión, de \$5,608 millones, beneficia a una población de 4,322 clientes (25,900 personas). Estos tanques buscan aumentar la cobertura, la continuidad, la capacidad de almacenamiento y la presión del servicio de agua.



• Aguas de Urabá.

Aguas de Occidente

• Suministro e instalación de tanques de almacenamiento

Un total de cinco mil suscriptores (22.500 habitantes aproximadamente) se beneficiaron con la inversión que realizó esta empresa filial del Grupo EPM por \$2,828 millones para la construcción de tanques de almacenamiento y obras complementarias en los municipios de San Jerónimo y Sopetrán, con lo cual se incrementó la capacidad de almacenamiento y se mejoró la cobertura del servicio para esta región antioqueña que tiene un alto potencial crecimiento.

• **Cubrimiento de la laguna anaerobia**

Este proyecto, con línea ambiental, permite retener el gas metano generado y llevarlo a quemadores a través de tuberías perforadas, evitando la presencia de olores en el ambiente. Se invirtieron \$1,112.690.000.

En la laguna se mejoró la eficiencia de las estructuras de entrada y salida del agua residual, sin necesidad de desmontar la geomembrana, evitando la construcción de lechos de secado debido a la disminución significativa en la producción de lodos.

Aguas del Oriente

• **Mega proyecto de expansión**

En este proyecto se construyen redes de acueducto en el sector La Fe, Mall La Fe y Mall Carabanchel, adecuación de la estación de bombeo en el sector de Las Flores y construcción de tanques de almacenamiento en el sector de La Fe, del municipio de El Retiro. Los \$ 520 millones invertidos permitirán el suministro de agua potable a los nuevos desarrollos de este importante sector del Oriente antioqueño.

Aguas Nacionales

• **Proyecto Aguas del Atrato**

Es quizás uno de los proyectos más impactantes y ambiciosos en los que se encuentra vinculado el Grupo EPM en el sector de Aguas. Allí se han ejecutado inversiones por \$18.000 millones, con recursos provenientes de la Nación.

La importancia de este proyecto para los habitantes de Quibdó se traduce en el beneficio para 23,000 usuarios del servicio de aseo, 6,950 usuarios de acueducto y 3,200 usuarios de alcantarillado, además de generar alrededor de 88 empleos directos y una cultura de servicios públicos nunca antes vista en dicha ciudad del departamento del Chocó.

Se destacan de este proyecto:

- Modernización y optimización de plantas de potabilización.
- Reposición del parque automotor para la recolección y transporte de residuos sólidos urbanos.
- Dotación de equipos para el barrido de vías y áreas públicas.

- Recuperación de la calidad del agua en las redes de acueducto.
- Rehabilitación de redes de alcantarillado obstruidas.
- Reposición y expansión de 6 kms. de redes de alcantarillado.
- Reposición y expansión de 29 kms. de redes de acueducto.
- Instalación de 3.500 micromedidores.

• **Proyecto Planta de tratamiento de aguas residuales Bello**

Se invirtieron aproximadamente \$33,000 millones, incluyendo la compra a EPM de los diseños de la planta. El proyecto impacta a los habitantes de los municipios de Medellín y Bello, y las proyecciones de inversión son de un billón de pesos hasta el año 2015.

A la fecha se han iniciado los procesos licitatorios para la interventoría y construcción del interceptor norte, la compra de diseños de la planta de tratamiento y la consecución de la licencia de construcción.

EEPPM Re Ltd.

MaxSeguros EPM es la filial encargada de la negociación, contratación y manejo de los reaseguros que requieren las pólizas que amparan el patrimonio de EPM. Su razón social es EEPPM Re Ltd.

La posibilidad que tiene MaxSeguros EPM de acceder directamente al mercado del reaseguro (que asume el riesgo, establece el precio y las condiciones de cobertura de las pólizas de seguro), le representa para EPM, entre otros, un beneficio económico porque recibe mejores coberturas adaptadas a sus necesidades y se agiliza el proceso de reclamaciones, lo cual permite disminuir los tiempos para el pago de los siniestros. Después de casi tres años desde la creación de MaxSeguros, se ha logrado la obtención de utilidades acumuladas por valor de USD 2.981.138.



MaxSeguros EPM es una empresa cautiva que permite controlar y hacer más eficientes los costos de los seguros y, en el futuro, el de las filiales que deseen acogerse a estos beneficios.

EPM Inversiones

Se consolida como una empresa que genera valor, da respuestas eficientes y efectivas a los requerimientos y necesidades de inversión de sus accionistas y de las empresas del Grupo EPM, además de transmitir confianza a los entes de control y grupos de interés por el manejo claro y transparente de los recursos y procesos que administra.

En el año 2010 se marca otro hito trascendental en la historia de EPM Inversiones, en la medida que durante este año se afianza como vehículo de inversión del Grupo EPM, esta vez en el ámbito internacional según la instrucción dada por la Junta Directiva de EPM a la Administración de EPM Inversiones S.A., para adquirir una participación minoritaria en las empresas DECA II y GESA S.A., en la república de Guatemala.

En el mes de diciembre de 2010 se completó el proceso para la renovación de la calificación de riesgos de EPM Inversiones S.A. que, de acuerdo con las instrucciones de EPM, se hizo con la sociedad calificadora de valores Fitch Ratings Colombia S.A., obteniendo una calificación triple A (AAA), la máxima valoración otorgada por una calificadora.

Proyecto NIIF Grupo EPM

Para conversar con el mundo

El proyecto NIIF es el primer proyecto de desarrollo empresarial que se emprende como Grupo EPM, y se convierte en un gran dinamizador de la estrategia de crecimiento de la organización, toda vez que permite la homologación del lenguaje financiero con el cual se comunican las principales empresas del mundo.



● Grupo NIIF

El mayor reto del proyecto es adoptar en forma plena las Normas Internacionales de Información Financiera NIIF - IFRS (por sus siglas en inglés), para preparar la información financiera y elaborar los Estados Financieros de EPM y de cada una de las empresas del Grupo, sin afectar la continuidad del registro

de las operaciones durante todas las etapas del proyecto. La adopción de estas normas constituye un reto, no sólo para las áreas financieras sino para todas aquellas dependencias del Grupo que de una u otra forma tienen participación en hechos económicos, productivos, ambientales, comerciales, administrativos o sociales, y en general en los resultados de la organización, teniendo en cuenta que en general los procesos y procedimientos se verán impactados.

Los aspectos positivos están centrados en formalizar el conocimiento a nivel de Grupo, homologar niveles de automatización para procesos comunes a todas las filiales, ajustar el modelo tecnológico actual para obtener mayor flexibilidad, facilitar la adopción de NIIF por medio de la estandarización de procesos a través de todas las compañías dentro de una misma cadena de valor, habilitar a los funcionarios con nuevos conocimientos y habilidades debido a los cambios en las funcionalidades y procedimientos del proceso, fortalecer los controles alrededor de la información financiera y no financiera que aseguren su integridad y calidad para tomar decisiones de inversión e iniciativas tecnológicas con enfoque corporativo, competir en mercados internacionales y crecer con ellos.

El desarrollo de este proyecto se convierte en un espacio de consolidación como Grupo, así mismo, de generación de información financiera bajo procesos y políticas homologadas.

La adopción de las normas internacionales implica planear y gestionar en forma efectiva el cambio a través de las personas, los procesos de negocio y la tecnología, lo cual conlleva cambios significativos en la arquitectura de los sistemas financieros, en la presentación de la información y nuevas reglas de valoración y requerimientos adicionales de revelación.





INFORME DEL AUDITOR INDEPENDIENTE

A la Junta Directiva de Empresas Públicas de Medellín E. S. P.

11 de marzo de 2011

- 1) Hemos auditado el balance general de Empresas Públicas de Medellín E. S. P. al 31 de diciembre de 2010 y los correspondientes estados de actividad financiera, económica, social y ambiental, de cambios en el patrimonio, de cambios en la situación financiera y de flujos de efectivo por el año terminado en esa fecha y el resumen de las principales políticas contables indicadas en la Nota 5 y otras notas explicativas. Los estados financieros de Empresas Públicas de Medellín E. S. P. correspondientes al año 2009 fueron auditados por otro contador público, quien en informe de fecha 22 de febrero de 2010 expresó una opinión sin salvedades sobre los mismos.
- 2) La administración es responsable por la adecuada preparación y presentación de estos estados financieros de acuerdo con principios de contabilidad generalmente aceptados en Colombia para instituciones vigiladas por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios. Esta responsabilidad incluye diseñar, implementar y mantener el control interno relevante para que estos estados financieros estén libres de errores de importancia relativa debido a fraude o error; seleccionar y aplicar las políticas contables apropiadas, así como establecer los estimados contables que sean razonables en las circunstancias.
- 3) Nuestra responsabilidad consiste en expresar una opinión sobre dichos estados financieros con base en nuestra auditoría. Obtuvimos las informaciones necesarias para cumplir nuestras funciones de auditoría externa y llevamos a cabo nuestro trabajo de acuerdo con normas de auditoría generalmente aceptadas en Colombia. Estas normas requieren que planeemos y efectuemos la auditoría para obtener una seguridad razonable de si los estados financieros están libres de errores de importancia relativa.
- 4) Una auditoría de estados financieros comprende, entre otras cosas, realizar procedimientos para obtener evidencia de auditoría sobre los valores y revelaciones en los estados financieros. Los procedimientos seleccionados dependen del juicio del auditor, incluyendo la evaluación del riesgo de errores de importancia relativa en los estados financieros. En la evaluación de esos riesgos, el auditor externo considera el control interno relevante de la entidad para la preparación y razonable presentación de los estados financieros, con el fin de diseñar procedimientos de auditoría que sean apropiados en las circunstancias. Una auditoría también incluye evaluar lo apropiado de las políticas contables usadas y de las estimaciones contables realizadas por la administración de la entidad, así como evaluar la presentación de los estados financieros en conjunto. Consideramos que la evidencia de auditoría que obtuvimos proporciona una base razonable para fundamentar la opinión que expresamos a continuación.

A la Junta Directiva de Empresas Públicas de Medellín E. S. P.

11 de marzo de 2011

- 1) En nuestra opinión, los citados estados financieros auditados por nosotros, que fueron fielmente tomados de los libros, presentan razonablemente, en todos los aspectos significativos, la situación financiera de Empresas Públicas de Medellín E. S. P. al 31 de diciembre de 2010 y los resultados de sus operaciones, los cambios en su situación financiera y sus flujos de efectivo por el año terminado en esa fecha, de conformidad con principios de contabilidad generalmente aceptados en Colombia para instituciones vigiladas por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, aplicados sobre una base uniforme con la del año anterior.

Carlos Enrique Gordillo B.
Contador Público
Tarjeta Profesional No. 33537-T
Miembro de PricewaterhouseCoopers Ltda.

Estados Financieros consolidados y sus notas:

Trabajamos en grupo para brindarte una mejor calidad de vida.



Empresas Públicas de Medellín E.S.P. Balance general consolidado

A 31 de diciembre de 2010 y 2009
(Cifras en millones de pesos colombianos)

Activos	Notas	2010	2009
Corrientes			
Efectivo	7	1,096,541	424,761
Inversiones temporales	8	1,512,894	2,032,026
Deudores, neto	9	2,045,553	1,699,720
Inventarios, neto	10	148,193	149,262
Gastos pagados por anticipado	11	32,837	10,318
Total corrientes		4,836,018	4,316,087
No corrientes			
Inversiones permanentes, neto	12	674,596	619,313
Deudores, neto	9	824,367	718,643
Propiedad, planta y equipo, neto	13	12,035,592	10,869,340
Reserva financiera actuarial	14	703,705	331,808
Otros activos	15	663,065	473,329
Intangibles, neto	16	921,176	612,174
Gastos pagados por anticipado	11	179,649	175,315
Valorizaciones	17	9,571,652	8,227,164
Total no corrientes		25,573,802	22,027,086
Total activos		30,409,820	26,343,173
Pasivos y patrimonio			
Corrientes			
Obligaciones financieras	18	739,950	347,066
Operaciones de cobertura de corto plazo	19	62,925	37,311
Cuentas por pagar	20	1,900,120	1,435,972
Impuestos por pagar	21	247,624	203,563
Obligaciones laborales	22	129,862	154,826
Pasivos estimados	23	8,503	5,231
Otros pasivos	24	140,872	146,081
Total corrientes		3,229,856	2,330,050
No corrientes			
Obligaciones financieras	18	5,229,793	3,507,194
Operaciones de cobertura a largo plazo	19	192,655	216,713
Cuentas por pagar	20	227,612	38,570
Obligaciones laborales	22	32,010	3,416
Pasivos estimados	23	240,757	88,511
Pasivo pensional	25	1,262,115	1,144,391
Otros pasivos	21	730,801	611,960
Total no corrientes		7,915,743	5,610,755
Total pasivos		11,145,599	7,940,805
Interés minoritario	34	888,862	716,125
Patrimonio (ver estados financieros adjuntos)	26	18,375,359	17,686,243
Total pasivos y patrimonio		30,409,820	26,343,173
Cuentas de orden	27	13,885,747	14,252,218

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

Empresas Públicas de Medellín E.S.P.

Estado de actividad financiera, económica y social consolidado

Por el periodo comprendido entre el 01 de enero y el 31 de diciembre de 2010 y 2009
(Cifras en millones de pesos colombianos)

	Notas	2010	2009
Ingresos operacionales, neto	28	8,426,165	7,520,354
Costo de ventas	29	(4,667,678)	(4,002,823)
Depreciaciones, provisiones y amortizaciones	30	(723,722)	(601,059)
Utilidad bruta		3,034,765	2,916,472
Gastos de administración	31	(864,253)	(814,743)
Cálculo actuarial y pensiones	25	(214,686)	(124,904)
Depreciaciones, provisiones y amortizaciones	30	(217,668)	(192,106)
Utilidad operacional		1,738,158	1,784,719
Ingresos no operacionales	32	590,530	640,266
Gastos no operacionales	33	(572,585)	(552,458)
Utilidad neta antes de impuestos e interés minoritario		1,756,103	1,872,527
Provisión de impuesto de renta	21	(320,562)	(267,008)
Utilidad neta antes de interés minoritario		1,435,541	1,605,519
Interés minoritario		(18,936)	(30,043)
Utilidad neta		1,416,605	1,575,476

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

Empresas Públicas de Medellín E.S.P.

Estado financiero consolidado de cambios en el patrimonio

A 31 de diciembre de 2010 y 2009

(Cifras en millones de pesos colombianos)

	Capital y reservas	Superávit para Donaciones	Reservas	Utilidades retenidas no apropiadas	Revalorización del patrimonio	Ajuste por conversión	Superávit por revalorización de activos	Total
Saldo al 31 de diciembre, 2008	67	99,794	2,691,275	3,595,205	2,879,538	52	5,605,810	14,871,741
Apropiación de reservas	-	-	246,462	(246,462)	-	-	0	0
Aumento de superávit por valorización	-	-	-	-	-	-	1,414,876	1,414,876
Utilidades transferidas al Municipio	-	-	-	(587,019)	-	-	-	(587,019)
Excedentes extraordinarios por pagar	-	-	-	(337,500)	-	-	-	(337,500)
Combinación de negocios	-	12,478	10,490	9,518	84,305	-	641,570	758,360
Movimiento del año	-	-	-	1,575,476	-	(9,692)	-	(9,692)
Utilidad neta	-	-	-	1,575,476	-	-	-	1,575,476
Saldo al 30 de diciembre, 2009	67	112,272	2,948,227	4,009,218	2,963,843	(9,640)	7,662,256	17,686,243
Saldo al 31 de diciembre, 2009	67	112,272	2,948,227	4,009,218	2,963,843	(9,640)	7,662,256	17,686,243
Apropiación de reservas	-	-	244,801	(244,801)	-	-	0	0
Aumento de superávit por valorización	-	-	-	-	-	-	789,810	789,810
Utilidades transferidas al Municipio	-	-	-	(509,343)	-	-	-	(509,343)
Excedentes extraordinarios por pagar	-	-	-	(847,500)	-	-	-	(847,500)
Movimiento del año	-	1,120	-	-	-	(161,576)	-	(160,456)
Utilidad neta	-	-	-	1,416,605	-	-	-	1,416,605
Saldo al 30 de diciembre, 2010	67	113,392	3,193,028	3,824,179	2,963,843	(171,216)	8,452,066	18,375,359

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

Empresas Públicas de Medellín E.S.P.
Estado consolidado de flujos de efectivo

Por el periodo comprendido entre el 01 de enero y el 31 de diciembre de 2010 y 2009
 (Cifras en millones de pesos colombianos)

	2010	2009
Flujo de efectivo de actividades operacionales:		
Utilidad neta	\$ 1,416,605	\$ 1,575,476
Depreciación de propiedad, planta y equipo	605,909	523,992
Provisión para inversiones en compañías no controladas	4,578	17,194
Provisión para cuentas de dudoso recaudo	131,706	112,695
Provisión de inventarios	4,535	1,785
Recuperación de provisión inventarios, deudores y propiedad, planta y equipo	(48,342)	(4,130)
Amortización de otros activos e intangibles	183,337	124,225
Impuesto de renta diferido	85,635	7,475
Interés minoritario	18,936	30,043
Amortización pasivo pensional	214,686	124,904
Provisión para propiedad, planta y equipo (Incluye Porce IV en 2010)	19,506	16,109
Cambios en activos y pasivos operacionales, neto		
(Aumento) de cuentas por cobrar	(254,224)	(313,601)
(Aumento) de inventarios	(2,519)	(18,753)
(Aumento) disminución de gastos pagados por anticipado	(22,520)	14,595
Aumento de reserva financiera actuarial	(371,897)	(52,890)
(Aumento) de otros activos	(206,004)	(141,549)
Aumento de cuentas por pagar	444,810	55,282
Aumento de impuestos	44,061	126,065
Aumento de obligaciones laborales	3,630	54,617
Aumento de pasivos estimados	155,517	4,613
(Disminución) aumento de pasivo pensional	(96,962)	49,357
(Disminución) aumento de otros pasivos	(129,551)	102,578
Efectivo neto derivado de actividades operacionales	2,201,432	2,410,082
Flujos de efectivo por actividades de inversión:		
Adquisición y anticipos para inversiones de largo plazo	(349,584)	(264,856)
Adquisición de nuevos negocios	(989,673)	(477,137)
Aumento de propiedad, planta y equipo	(1,798,093)	(1,844,420)
Efectivo neto usado en actividades de inversión	(3,137,350)	(2,586,413)
Flujos de efectivo por actividades financieras:		
Aumento de obligaciones financieras	2,729,331	2,284,464
Pago de obligaciones financieras	(793,921)	(602,786)
Utilidades distribuidas al Municipio de Medellín	(846,843)	(587,019)
Efectivo neto provisto (usado) en actividades financieras	1,088,567	1,094,659
Aumento neto de efectivo y equivalentes de efectivo	152,649	918,328
Efectivo y equivalentes de efectivo al comienzo del ejercicio	2,456,787	1,538,459
Efectivo y equivalentes de efectivo al final del año	2,609,435	2,456,787

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

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

Notas a los Estados Financieros Consolidados

A 31 de diciembre de 2010 y 2009

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

Notas de carácter general

Nota 1

Entidad reportante

Empresas Públicas de Medellín E.S.P. (en adelante EPM) es una entidad descentralizada del Orden Municipal, creada en Colombia, mediante Acuerdo No. 58 del 6 de agosto de 1955, del Consejo Administrativo de Medellín, como un Establecimiento Público Autónomo. Se transformó en empresa industrial y comercial del Estado del Orden Municipal, por Acuerdo No. 069 del 10 de diciembre de 1997, expedido por el Concejo de Medellín. En razón de su naturaleza jurídica, EPM está dotada de autonomía administrativa, financiera y patrimonio propio, de acuerdo con el Artículo 85 de la Ley 489 de 1998.

EPM es una entidad pública del Orden Municipal, y todo el capital con el que se constituyó y funciona, al igual que su patrimonio, es de naturaleza pública, siendo su único propietario el Municipio de Medellín. Su domicilio principal está en la carrera 58 No. 42-125 de la ciudad de Medellín, Colombia. No tiene establecido un término de duración.

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

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

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

También podrá:

- Realizar alianzas estratégicas, asociaciones a riesgo compartido y suscribir cualquier tipo de convenios o contratos de colaboración empresarial, siempre y cuando le permitan cumplir con su objeto social.
- Participar en actividades para el fomento de la innovación, la investigación científica y el desarrollo tecnológico en los campos relacionados con los servicios públicos que constituyen su objeto social.
- Suscribir convenios para ofrecer o recibir cooperación técnica, de conformidad con las normas vigentes sobre la materia.
- En general, realizar actividades enmarcadas en su objeto social o que se consideren necesarias para el cumplimiento de sus fines.

El Grupo EPM ofrece sus servicios públicos a través de tres Grupos Estratégicos de Negocios:

- Grupo Estratégico de Negocios de Agua
 - o Servicio de acueducto
 - o Servicios de aguas residuales
- Grupo Estratégico de Negocios de Energía
 - o Generación de electricidad
 - o Distribución y comercialización de electricidad a los usuarios finales (incluyendo la propiedad de una parte del sistema colombiano de electricidad alta tensión)
 - o Distribución y comercialización de gas natural

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

Propósito de los estados financieros consolidados

La Junta directiva de EPM requirió a la Gerencia General preparar los estados financieros consolidados a 2010 y 2009, y por los años terminados a estas fechas, para propósito de seguimiento administrativo interno y para cumplir con suministro de información a los tenedores de bonos.

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



● Planta de Tratamiento de Aguas Residuales San Fernando.

Subsidiarias

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

Nombre de la filial	Ubicación (País)	Negocio	Porcentaje de propiedad		Fecha de creación
			2010	2009	
EPM Telecomunicaciones S.A. E.S.P. "UNE"	Colombia	Telecomunicaciones	99.99%	99.99%	Jun 23, 2006
EPM Bogotá S.A. E.S.P.	Colombia	Telecomunicaciones	99.88%	99.88%	Jun 11, 1997
Emtelco S.A.	Colombia	Telecomunicaciones	99.93%	99.93%	Jul 21, 1994
Edatel S.A. E.S.P.	Colombia	Telecomunicaciones	56.00%	56.00%	Dic 17, 1969
Empresa de Telecomunicaciones de Pereira S.A. E.S.P. "ETP"	Colombia	Telecomunicaciones	56.14%	56.14%	May 16 1997
Cinco Telecom Corporation "CTC"	Estados Unidos	Telecomunicaciones	100.00%	100.00%	Dic 24, 2001
Orbitel Comunicaciones Latinoamericanas S.A.U. "OCL"	España	Telecomunicaciones	100.00%	100.00%	Jul 22, 2003
Orbitel Servicios Internacionales S.A. E.S.P. "OSI"	Colombia	Telecomunicaciones	99.99%	99.99%	Jun 27, 2003
EPM Inversiones S.A.	Colombia	Inversión	99.99%	99.99%	Ago 25, 2003
Empresa de Energía del Quindío S.A. E.S.P. "EDEQ"	Colombia	Energía	92.85%	92.85%	Dic 22, 1988
Central Hidroeléctrica de Caldas S.A. E.S.P. "CHEC"	Colombia	Energía	80.09%	80.09%	Sep 9, 1950
Electrificadora Santander S.A. E.S.P. - "ESSA"	Colombia	Energía	73.77%	73.77%	Sep 16, 1950
Comercializadora Energética Nacional Colombiana S.A. E.S.P. "CENCOL"(*)	Colombia	Energía		95.00%	Nov 26, 2004
Centrales Eléctricas del Norte de Santander S.A. ESP "CENS"	Colombia	Energía	91.52%	91.52%	Oct 16, 1952
Hidroecológica del Teribe S.A. "HET"	Panamá	Construcción	96.63%	96.63%	Nov 15, 1994
EEPPM RE LTD	Bermudas	Seguros	100.00%	100.00%	Abr 23, 2008
Empresa de Aguas del Oriente Antioqueño S.A. E.S.P.	Colombia	Saneamiento Básico	56.00%	56.00%	Nov 22, 1999
Aguas de Urabá S.A. E.S.P.	Colombia	Saneamiento Básico	66.55%	64.34%	Ene 18, 2006

Nombre de la filial	Ubicación (País)	Negocio	Porcentaje de propiedad		Fecha de creación
			2010	2009	
Regional de Occidente S.A. E.S.P.	Colombia	Saneamiento Básico	62.01%	55.80%	Dic 26, 2006
Aguas Nacionales EPM S.A. E.S.P.	Colombia	Saneamiento Básico	99.99%	99.99%	Nov 29, 2002
Empresas Públicas de Oriente S.A. E.S.P.	Colombia	Saneamiento Básico	58.33%	58.33%	Nov 12, 2009
Distribución Eléctrica Centroamericana DOS (II) S.A. (**)	Guatemala	Inversión	99.99%		Mar 12, 1999
Empresa Eléctrica de Guatemala S.A. "EEGSA"(**)	Guatemala	Energía	80.90%		Oct 5, 1939
Inversiones Eléctricas Centroamericanas S.A. "INVELCA" (**)	Guatemala	Inversión	80.90%		Sep 23, 2004
Almacenaje y Manejo de Materiales Eléctricos S.A. "AMESA" (**)	Guatemala	Servicios de outsourcing	100%		Mar 23, 2000
Inmobiliaria y Desarrolladora Empresarial de América S.A. "IDEAMSA" (**)	Guatemala	Inversión	80.90%		Jun 15, 2006
Comercializadora Eléctrica de Guatemala S.A. "COMEGSA" (**)	Guatemala	Energía	100%		Nov 5, 1998
Transportista Eléctrica Centroamericana S.A. "TREC" (**)	Guatemala	Energía	100%		Oct 6, 1999
Enérgica S.A. "ENÉRGICA"(**)	Guatemala	Proyectos	100%		Ago 31, 1999
Credieegsa S.A.(**)	Guatemala	Contratación de personal	100%		Dic 11, 1992
Gestión de Empresas Eléctricas S.A. (**)	Guatemala	Intermediación	99.99%		Dic 17, 2004
Generadores Hidroeléctricos S.A. "Genhidro"(***)	Guatemala	Energía	50.99%		Nov 20, 2006
Hidronorte S.A.(***)	Guatemala	Energía	97%		Oct 2, 1992
Mano de Obra S.A. "MOSA"(***)	Guatemala	Servicios de mano de obra	100%		Jun 8, 1992

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

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

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

Nota 2

Bases para la presentación de estados financieros

Presentación

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

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

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

Principios de consolidación

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

Los resultados de las operaciones están totalmente integrados bajo el criterio de consolidación de línea por línea. Las transacciones con partes vinculadas se eliminan. Las

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

Nota 3

Marco legal y regulación

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

3.1 Normatividad para Colombia

3.1.1 Aspectos generales

La Constitución Política de Colombia de 1991 dispuso que los servicios públicos son inherentes a la finalidad social del Estado y que su deber es asegurar la prestación eficiente de los mismos a todos los habitantes del territorio nacional.

Así mismo, establece que corresponde al Presidente de la República

señalar, con sujeción a la ley, las políticas generales de administración y control de eficiencia de los servicios públicos domiciliarios, ejerciendo por medio de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios el control, la inspección y la vigilancia de las entidades que los presten.

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

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

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

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

Igualmente, por ser una entidad descentralizada del Orden Municipal, EPM está sujeta al control político del Concejo de Medellín, al control fiscal de la Contraloría de Medellín y al control disciplinario de la Procuraduría General de la Nación.

3.1.2 Comisiones de regulación

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

- La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), organismo técnico adscrito al Ministerio de Minas y Energía, regula las tarifas de venta de energía y aspectos relacionados con el funcionamiento del Mercado de Energía Mayorista y con la prestación de los servicios de energía eléctrica y gas.
- La Comisión de Regulación de Agua Potable y Saneamiento Básico (CRA), regula las tarifas de acueducto y alcantarillado, organismo técnico adscrito al Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial.

- La Comisión de Regulación de Telecomunicaciones (CRT), organismo técnico adscrito al Ministerio de Comunicaciones.

3.1.3 Régimen tarifario

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

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

Sin perjuicio de otras alternativas que puedan definir las Comisiones de Regulación, los elementos de las fórmulas tarifarias podrán incluir un cargo por unidad de consumo, un cargo fijo y un cargo por aportes de conexión, cuyo cobro en ningún caso podrá contradecir el principio de la eficiencia, ni trasladar al usuario los costos de una gestión ineficiente o extraer beneficios de

posiciones dominantes o de monopolio. Las Comisiones de Regulación pueden diseñar y hacer públicas diversas opciones tarifarias que tomen en cuenta diseños óptimos de tarifas.

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

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

3.1.4 Régimen de subvenciones y contribuciones

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

3.1.5 Regulación por sector

3.1.5.1 Agua potable y saneamiento básico

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

Para estos servicios, la Comisión de Regulación de Agua Potable y Saneamiento Básico -CRA- adoptó el régimen de libertad regulada, por medio de la cual los precios los fija la entidad tarifaria local, de conformidad con la metodología definida en la Resolución CRA 287 de 2004 y sus normas complementarias. Para el caso de los prestadores diferentes al Municipio, la entidad tarifaria local corresponde a la Junta Directiva de la empresa prestadora.

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

3.1.5.1.1 Servicio de acueducto

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

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

El cargo por consumo refleja los costos de operación y manteni-



● Aguas del Atrato.

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

3.1.5.1.2 Servicio de saneamiento básico

Al igual que en acueducto, en el servicio de saneamiento se aplica un cargo fijo y un cargo por vertimiento.

El cargo fijo representa los costos en que incurren las empresas para garantizar la disponibilidad permanente del servicio; en este cargo se incluyen los costos asociados a la actividad administrativa de la prestación del servicio, afectados por el puntaje de eficiencia comparativa

calculado a partir de la técnica de "Análisis Envoltante de Datos".

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

3.1.5.1.3 Subsidios y contribuciones

En los servicios de agua potable y saneamiento básico, los balances entre contribuciones y subsidios se calculan de conformidad con los decretos 1013 de 2005 y 4715 de 2010, los cuales establecieron, por un lado, la metodología de equilibrio entre los aportes de las diferentes fuentes y los subsidios

de los estratos 1, 2 y 3, y por otro lado la conformación de una bolsa común de contribuciones para los municipios operados por un mismo prestador. De acuerdo con este último, estas contribuciones son distribuidas a los municipios en función del porcentaje que cada uno de ellos destina al cubrimiento de subsidios, y de la demanda de recursos totales requeridos para el cubrimiento de los mismos.

3.1.5.2 Sector eléctrico

3.1.5.2.1 Generalidades

Las leyes 142 y 143 de 1994 establecen el régimen del servicio de energía eléctrica en Colombia. La Ley 143 de 1994 lo segmentó en cuatro actividades: Generación, Transmisión (STN), Distribución (STR, SDL) y Comercialización.

Estas actividades pueden ser desarrolladas por empresas independientes.

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

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

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

actividades de la cadena del servicio de energía eléctrica.

3.1.5.2.1.1 Actividades del sector eléctrico

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

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

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

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

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

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

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

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

Para la actividad de distribución se levantaron los límites de participación y, en el caso de la comerciali-

zación, se estableció que ninguna empresa podrá tener, directa o indirectamente, una participación superior al 25%, determinada según la metodología de cálculo definida en la Resolución CREG 001 de 2006, modificada por las Resoluciones CREG 163 de 2008 y 024 de 2009.

3.1.5.2.1.2 Mercado de Energía Mayorista MEM

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

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

1. Contratos bilaterales. Las compras de energía con destino al mercado regulado que den origen a contratos bilaterales, deben hacerse a través de mecanismos que estimulen la libre competencia. Las empresas integradas verticalmente con la actividad de generación sólo pueden auto-comprarse hasta el 60% de la energía con destino a su mercado regulado, y deben participar como cualquier

otro generador en la convocatoria pública para las compras de energía. Para el mercado no regulado las compras de energía se realizan a través de negociaciones directas entre generadores y comercializadores.

2. Bolsa de energía. Es un sistema mediante el cual se vende y compra energía en el corto plazo (hora a hora), basado en un modelo de libre competencia entre oferta y demanda. Los recursos de generación ofrecidos para cubrir la demanda se despachan de menor a mayor precio, siendo el último despachado el que define el costo marginal de las transacciones y fija el precio de bolsa.

3.1.5.2.2 Actividad de generación de energía

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

Los agentes generadores efectúan sus transacciones de energía en el Mercado Mayorista de Electricidad

(normalmente generadores con capacidad instalada igual o superior a 20 MW). Además, forman parte del sistema los siguientes:

1. Plantas Menores: aquellas con capacidad instalada inferior a los 20 MW. La reglamentación aplicable a las transacciones comerciales que efectúan estos agentes está contenida en la Resolución CREG-086 de 1996.
2. Autogeneradores: aquella persona natural o jurídica que produce energía eléctrica exclusivamente para atender sus propias necesidades. Usa la red pública sólo para obtener respaldo del SIN. (Resolución CREG-085 de 1996).
3. Cogeneradores: aquella persona natural o jurídica que produce energía utilizando un proceso de Cogeneración (Resolución CREG-05 de 2010).

Los ingresos de la actividad de generación proceden fundamentalmente de las ventas de energía a través de contratos bilaterales o de bolsa, del servicio de regulación secundaria de frecuencia (AGC) y del cargo por confiabilidad.



● Algunas empresas privadas son autogeneradoras de energía.

Mediante la Resolución CREG 071 de 2006 se aprobó la metodología vigente para la remuneración del cargo por confiabilidad a los generadores del MEM. Este cargo pretende promover la expansión del parque de generación eléctrico en el país y asegurar que los recursos de generación estén disponibles para abastecer la demanda en situaciones de escasez. Uno de los componentes esenciales de este esquema es la existencia de las obligaciones de energía firme (OEF), que corresponde a un compromiso de los generadores de producir energía firme durante condiciones críticas de abastecimiento. Para este propósito, se subastan entre los generadores las OEF necesarias para cubrir la demanda del Sistema. El generador al que se le asigna una OEF recibe una remuneración conocida y estable durante un plazo determinado, y se compromete a entregar esta energía cuando el precio de bolsa supera un umbral previamente establecido por la CREG y denominado Precio de Escasez. Dicha remuneración la liquida y recauda el ASIC y la pagan los usuarios del Sistema Interconectado Nacional (SIN) a través de las tarifas que cobran los comercializadores.

La implementación de la resolución CREG 71 de 2006 tiene un período de transición desde el primero de diciembre de 2006 hasta el 30 de noviembre de 2012. Durante este período, tanto el mecanismo de asignación del cargo por confiabilidad como la determinación del precio se administran en forma centralizada. En esta transición el precio es de 13.045 USD/MWh.

A partir del 30 de noviembre de 2012, fecha a partir de la cual inician las vigencias de las obligaciones de energía firme asignadas mediante la primera subasta que se llevó a cabo el 6 de mayo de 2008, el car-

go por confiabilidad tendrá un valor de 13.99 USD/MWh.

3.1.5.2.3 Actividad de transmisión de energía

3.1.5.2.3.1 Aspectos generales de la regulación vigente

La metodología de remuneración de la actividad de transmisión nacional se conoce como de Ingreso Regulado (definida principalmente en la resolución CREG 022 de 2001), mediante la cual se establecen los ingresos máximos anuales que remuneran a cada transmisor nacional, de acuerdo con los activos que efectivamente posea en el STN. Con este fin se establecieron unas Unidades Constructivas Típicas valoradas a costos de reposición a nuevo, unas vidas útiles, unos gastos de administración, operación y mantenimiento (AOM) y una tasa de descuento aplicable a los activos.

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

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

En materia de calidad, los agentes transmisores deben tener en cuenta unos valores máximos de indisponibilidad de los activos de su propiedad, fijados en la resolución CREG-061 de 2000. El incumplimiento de estos valores conducirá a reducir el ingreso regulado del agente, lo cual se traduce en un menor valor del cargo por uso del STN que debe pagar la demanda del SIN.

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

3.1.5.2.3.2 Expansión del STN

Con respecto a la expansión del STN, la CREG adoptó un conjunto de disposiciones, contenidas principalmente en la resolución CREG 022 de 2001, que buscan introducir elementos de eficiencia en la ejecución del Plan de Expansión del STN.

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

3.1.5.2.4 Actividad de distribución

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

El Sistema de Distribución Local (SDL) es el sistema de transporte de energía eléctrica compuesto por el conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan a niveles de tensión menores a 57,5 KV (niveles 1, 2 y 3), dedicados a la prestación del servicio en uno o varios Mercados de Comercialización.

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

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

Los elementos básicos de la remuneración están contenidos en la



Resolución CREG-082 de 2002, por medio de la cual se definió la metodología general para la determinación de los cargos de distribución:

- La metodología de remuneración para el nivel de tensión 4 es de ingreso regulado y para los niveles 3, 2 y 1 de precio máximo. En el primer caso le garantizan un ingreso al OR, independientemente del comportamiento de la demanda, y en el segundo le garantizan un cargo máximo pero con el riesgo de la demanda asociado.
- Los cargos de distribución de cada uno de los niveles de tensión se calculan como el cociente entre la anualidad de los activos y los gastos AOM anuales (Administración, Operación y Mantenimiento), y la energía transportada. En activos, el regulador define unidades constructivas (cantidad física) y las valora a costos de reposición a nuevo; los gastos de Admi-

nistración, Operación y mantenimiento (AOM) se determinan como un porcentaje del valor de los activos que oscila entre el 2% y el 4%, dependiendo del nivel de tensión; el regulador también define el valor del WACC, que es la tasa de descuento con la cual se halla la anualidad de los activos. La energía transportada considera unas pérdidas eficientes de energía que también son definidas por el regulador.

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

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

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

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

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

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

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

De acuerdo con la metodología definida en la Resolución CREG-097 de 2008, los proyectos de expan-

sión que tengan un costo medio superior al aprobado en los cargos de distribución al operador de red, serán incorporados en la tarifa con previa aprobación de la UMPE. De esta manera, dichos proyectos empiezan a ser remunerados una vez entren en operación y ya no es necesario esperar hasta el siguiente período regulatorio, como ocurría anteriormente.

3.1.5.2.4.2 Calidad del servicio de energía eléctrica

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

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

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

- Si el operador de red incumple la meta, es decir, desmejora con respecto a lo esperado, le disminuyen el cargo de distribución (incentivo negativo).

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

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

3.1.5.2.5 Actividad de comercialización

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

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

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

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

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

Para el mercado regulado dicho costo se calcula de acuerdo con la fórmula tarifaria definida por la CREG. En la actualidad se aplica la fórmula establecida en la Resolución CREG-119 de 2008, en vigencia desde el mes de febrero de 2009.

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

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

Adicionalmente, se aplica un régimen de subsidios y contribuciones, en concordancia con el principio de solidaridad y redistribución de ingresos, que obliga a que a los estratos bajos (1, 2 y 3) se les cobre un valor inferior al costo de prestación del servicio y a los estratos 5 y 6, así como a los sectores industrial y comercial se les cobre un valor superior a dicho costo, con el fin de cubrir los subsidios otorgados a los primeros.

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

- Tarifas para los usuarios de los estratos 1 y 2: de acuerdo con lo estipulado por la Ley 1117 de 2006, para los consumos de subsistencia (consumos inferiores a 131 kWh/mes) las tarifas pueden subir mensualmente como máximo la inflación. Esto implica que cuando el costo de prestación del servicio crece por encima de la inflación, esta diferencia se constituye en un mayor subsidio para los usuarios. El porcentaje de subsidio tiene un límite del 60% y 50% para los estratos 1 y 2 respectivamente.
- Tarifas para los usuarios de estrato 3: recibe un subsidio equivalente al 15% del costo de prestación del servicio.

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

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

3.1.5.3 Sector de gas natural

3.1.5.3.1 Generalidades

La Ley 142 de 1994 definió el marco legal para la prestación de los servicios públicos domiciliarios, ámbito en el cual se define el gas natural como un servicio público, y creó la Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG- como la entidad encargada de desarrollar el marco regulatorio y normativo para las actividades asociadas a este servicio: comercialización desde la producción, transporte, distribución y comercialización a usuario final. Sin embargo, la normatividad y las competencias expresadas en el

Código de Petróleos y el Contrato de Asociación siguen rigiendo para las actividades de exploración, explotación y producción del gas natural y, por lo tanto, éstas se encuentran por fuera del alcance de la regulación de servicios públicos.

La regulación de la producción de gas natural la hace el Ministerio de Minas y Energía -MME- y la administración de los recursos de gas la realiza mediante contratos la Agencia Nacional de Hidrocarburos -ANH-.

A partir de la promulgación de la Ley 142 de 1994, se presentaron cambios importantes en materia institucional y regulatoria que han consolidado el desarrollo de la industria del gas natural en el país. Institucionalmente, Ecopetrol dejó de asumir la responsabilidad de ejecutar el Plan de Masificación de Gas de forma centralizada para dedicarse a la exploración y explotación de hidrocarburos. Por lo tanto, se escindieron los activos de transporte de gas natural del patrimonio de Ecopetrol y se capitalizaron en la Empresa Colombiana de Gas (Ecogas) creada mediante la Ley 401 de 1997, empresa posteriormente enajenada por el Estado y convertida en la Transportadora de Gas de Interior S.A. -TGI S.A.-, y finalmente se logró la incorporación de nuevas y cuantiosas inversiones en las diferentes actividades de la industria a través de diferentes agentes públicos y privados.

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

3.1.5.3.2 Actividades del sector

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

Comercialización desde la producción -suministro de gas natural-

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

En Colombia la comercialización desde la producción de gas natural se maneja bajo dos modalidades: precios máximos para la producción proveniente de los campos de Ballena en La Guajira y Opón, Resolución 119 de 2005, y para la producción de campos existentes o futuros que se incorporen a

la oferta nacional, diferentes a los establecidos en esta resolución, los precios se determinarán libremente, sin sujeción a topes máximos, bajo el régimen de libertad vigilada que consagra la Ley 142 de 1994.

Los contratos de suministro se rigen bajo diferentes modalidades contractuales como: take or pay (pague lo contratado), OCG (opciones de compra de gas) y contratos con firmeza condicionada. El mercado de suministro de gas natural es un mercado bilateral que se caracteriza por la negociación directa entre las partes y el cierre de las transacciones de manera autónoma.

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



• Tanques de digestión anaeróbica planta San Fernando.

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

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

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

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

cumplir todos los contratos de suministro de gas. Igualmente, con el fin de mejorar la coordinación entre el suministro y transporte de gas, se creó la figura del Gestor Técnico.

Para efectos de suministro del gas natural se considera usuario no regulado aquel cuyo consumo sea superior a 85.000 m³/mes, según la Resolución 07 de 2000.

Transporte de gas natural

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

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

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

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

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

Los contratos de transporte de gas natural se rigen bajo diferentes modalidades contractuales como: contratos firmes (take or pay - pague lo contratado), interrumpibles y ocasionales. El mercado de transporte de gas natural es un mercado bilateral que se caracteriza por la negociación directa entre las partes -transportador y remitente- y el cierre de las transacciones de manera autónoma. La negociación de los cargos de transporte se realiza bajo la modalidad de aproximación ordinal.

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

Los cargos de transporte aplicados para transportar el gas hasta el Valle de Aburrá están establecidos en las Resoluciones CREG 015 de 2001 y 125 de 2003 para los gasoductos de TGI S.A., los cuales se espera que cambien en el corto plazo, una vez sean aprobados por parte de la Comisión los cargos de transporte

para estos gasoductos, de acuerdo con lo estipulado en la Resolución CREG 126 de 2010

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

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

Distribución y comercialización de gas natural

Esta actividad consiste en la conducción del gas desde la puerta de ciudad hasta el usuario final, a través de tuberías de media y baja presión, que en su gran mayoría son de polietileno.

En Colombia la distribución de gas natural está regulada según la modalidad de prestación del servicio: áreas de servicio exclusivo -menor precio obtenido- y áreas de servicio no exclusivo -fórmulas tarifarias-, ésta última aplicable a EPM.

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

la Ley de Servicios Públicos, que se otorga por vía licitatoria.

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

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

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

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

- Resolución CREG 087 de 2004, para el mercado relevante conformado por los 10 municipios ubicados en el Valle de Aburrá.

- Resolución CREG 126 de 2008, para el mercado relevante conformado por el Municipio de La Ceja del Tambo.

- Resolución CREG 055 y 080 de 2009, para el mercado relevante conformado por el Municipio de El Retiro.

- Resoluciones CREG 054 y 079 de 2009, para el mercado relevante conformado por el Municipio de La Unión.

- Resolución CREG 055 y 080 de 2010 para el mercado relevante conformado por los municipios de El Peñol y Guatapé.

- Para los usuarios atendidos en el mercado relevante conformado por los municipios de Guarne, Rionegro, Marinilla y El Santuario está la Resolución CREG 052 de 2007.

El cargo de comercialización -Co- es un valor en pesos por factura (\$/factura) que remunera los costos de medición, facturación, recaudo, servicio al cliente, etc. Para su definición se tienen en cuenta los gastos anuales eficientes de AOM y la depreciación de los activos asociados a la actividad de comercialización, determinados a partir del uso de la metodología de eficiencia relativa DEA, un margen de comercialización del 1,67% aplicado sobre los ingresos anuales brutos del comercializador en el Mercado Regulado y el número de facturas del año para el cual se toman los parámetros de cálculo de los AOM y depreciación de equipos

El margen de comercialización reconocido, del 1,67%, pretende remunerar un margen operacional de la actividad del 1,60% y una prima de riesgo de cartera del 0,07%.

En la actualidad, la metodología de determinación del Cargo Máximo Base de Comercialización, para el próximo período tarifario, está en proceso de revisión por parte de la CREG a través de su Resolución 103 de 2010.

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

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

3.1.5.3.3 Estructura tarifaria

Las empresas distribuidoras-comercializadoras que atienden el servicio de gas natural en áreas de servicio no exclusivas aplican para el mercado regulado la fórmula tarifaria definida por la CREG establecida en la Resolución 11 de 2003, para un período tarifario de cinco años. Esta fórmula tarifaria permite a las empresas trasladar mensualmente el costo promedio máximo unitario para compras y transporte de gas natural, G y T, además de los costos de distribución y comercialización, D y C, del mismo.

Para el mercado no regulado no se aprueba una fórmula tarifaria debido a que opera bajo un régimen

de libertad vigilada. Sin embargo, de igual forma se le trasladan los costos de las componentes reguladas de transporte y distribución, así como las variables de compra y comercialización de gas de acuerdo con los precios resultantes de la negociación entre usuarios y comercializadores.

3.1.5.3.4 Régimen de subsidios y contribuciones

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

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

- Las tarifas para los usuarios de los estratos 1 y 2, de acuerdo con lo estipulado en el Plan Nacional de Desarrollo, Ley 1151 de 2007, para los consumos de subsistencia -consumos inferiores a 20 m³/mes- no pueden tener incrementos mensuales superiores a la inflación. Esto implica que cuando el costo de prestación del servicio crece por encima de la inflación, esta diferencia se constituye en un mayor subsidio para los usuarios. La Ley definió el porcentaje máximo de subsidio otorgable para los estratos 1 y 2 en 60% y 50%, respectivamente.
- Es importante resaltar que los usuarios de gas combustible pertenecientes a los estratos 3 y 4, no son sujetos de subsidio, a la vez que quedan exentos por ley del pago de contribución.
- Los estratos 5 y 6 contribuyen con un 20% sobre el valor del servicio.



● Planta de Potabilización Manantiales.

- La industria contribuye con un 8.9% sobre el valor del servicio, con excepción de la generación de electricidad a base de gas, la industria petroquímica y de Gas Natural Comprimido (GNC) vehicular, cuya contribución es de 0%.
- La Ley 142 de 1994 estableció la obligatoriedad de crear en el Ministerio de Minas y Energía (MME) un Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos (FSSRI), que se financia con recursos provenientes de los superávits que las empresas comercializadoras presenten, una vez efectúen el cruce entre subsidios y contribuciones en sus propios mercados. Si los recursos del Fondo son insuficientes para cubrir el monto total de subsidios aplicados por las empresas, inicialmente el Gobierno Nacional cubre el déficit mediante traslados presupuestales a la cuenta del Ministerio destinada para tal fin. En caso tal de que esto no sea posible, las empresas de servicios públicos pueden tomar las medidas necesarias para que los usuarios cubran la totalidad del costo de prestación.

3.1.5.3.5 Integración del sector de energía

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

Para los propósitos aquí descritos hay interés económico de una empresa de transporte en otra empre-

sa cuyo objeto sea la producción, enajenación, comercialización o distribución del mismo producto, en los siguientes casos:

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

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

3.1.5.3.6 Calidad del servicio de gas natural

La calidad en el sector de gas natural se evalúa en dos perspectivas: la primera, que mide y evalúa la calidad de la prestación del servicio,

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

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

3.1.5.4 Sector de las telecomunicaciones

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

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

Los operadores de telefonía local básica conmutada clasificados como dominantes en la Resolución CRT No. 087 de 1997, esto es, con una participación de mercado igual o superior a 60%, deberán atenerse a los criterios y a la metodología establecida por la Comisión de Regulación de Telecomunicaciones, a fin de determinar sus tarifas. Los demás operadores de telefonía pública básica conmutada (local, nacional e internacional de larga distancia), pueden determinar libremente sus tarifas.

Mediante la Resolución No.1250 de 2005, la Comisión de Regulación de Telecomunicaciones cambió el sistema de tasas para la telefonía pública básica conmutada, aplicable a partir del 1 de enero 2006. Los cambios más importantes para el servicio local de telefonía básica son los siguientes:

- Cambios en la medición de la unidad de medida: hasta diciembre de 2005, hubo cargos por impulso y desde enero de 2006, el cargo se hace por minutos.
- Se crearon diferentes planes de minutos y se eliminó el cargo fijo para todos los estratos; el monto del plan será siempre consumible y el cliente tiene la opción de seleccionar el plan más adaptable a sus necesidades.
- El servicio de telefonía pública local básica conmutada tiene un sistema de subsidios y con-

tribuciones; existe un consumo subsidiado para los estratos 1 y 2 de 200 minutos mensuales; la contribución es del 20% y se cobra a los estratos 5 y 6, a las empresas y al sector industrial.

3.2 Normatividad en Guatemala

3.2.1 Aspectos generales

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

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

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

Los principios de la Ley General de Electricidad son:

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

3.2.2 Autoridades regulatorias

La Ley General de Electricidad autorizó la creación de dos instituciones nuevas para regular el sector de electricidad: la Comisión Nacional de Energía Eléctrica –CNEE– y el Administrador del Mercado Mayorista –AMM–. El 21 de marzo de 1997 el Ministerio de Energía y Minas adoptó las regulaciones que implementaron la Ley General de Electricidad. En 1997 y 1998 respectivamente, se crearon la CNEE y el AMM, completando así el marco legal para la privatización del sector eléctrico.

Ministerio de Energía y Minas

El Ministerio de Energía y Minas es el ente guatemalteco gubernamental más importante del sector eléctrico.

Es responsable de hacer cumplir la Ley General de Electricidad y las regulaciones relacionadas, lo mismo que de la coordinación de las políticas entre la CNEE y el AMM. Esta dependencia gubernamental también tiene la autoridad para otorgar permisos operativos para las compañías de distribución, transmisión y generación.

Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE)

El sector eléctrico guatemalteco es regulado por la CNEE, una agencia reguladora creada de conformidad con la Ley General de Electricidad. La CNEE actúa como el brazo técnico del Ministerio de Energía y Minas y está conformada por tres miembros nombrados por el Gobierno de Guatemala y destinados por las universidades nacionales, el Ministerio de Energía y Minas y el Consejo Directivo del AMM. Los miembros mantienen sus posiciones durante 5 años.

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

- Determinar las tarifas de transmisión y distribución, así como la metodología para calcular las tarifas de acuerdo con las estipulaciones de la Ley General de Electricidad.
- Garantizar el cumplimiento de las leyes y regulaciones relativas a la electricidad e imponer sanciones, si fuera necesario.
- El cumplimiento de las entidades que sustentan los diferentes permisos públicos, proteger los derechos de los usuarios finales y prevenir actividades anticompetitivas, abusivas y discriminatorias.

- Supervisar y facilitar arbitraje si fuera necesario en caso de controversia entre las diferentes partes en el sector de la electricidad.
- Establecer reglas técnicas y estándares de desempeño para el sector de la electricidad y garantizar el cumplimiento de las prácticas internacionales aceptadas.
- Establecer regulaciones y reglas para garantizar el acceso y el uso de las líneas de transmisión y las redes de distribución.

Administrador del Mercado Mayorista (AMM)

Los mercados guatemaltecos mayoristas de electricidad y los mercados de capacidad son administrados por el AMM, una entidad independiente creada de conformidad con la Ley General de Electricidad. El AMM coordina la operación de las instalaciones de generación, las interconexiones internacionales y las líneas de transmisión que forman el Sistema de Electricidad Nacional. Igualmente, es responsable de la seguridad y la operación del Sistema de Electricidad Nacional al realizar un despacho económicamente eficiente y administrar los recursos de electricidad, de tal manera que minimice los costos de operación, incluyendo los costos de fallas, dentro de las restricciones impuestas por el Sistema de Transmisión y los requerimientos de calidad del servicio. Así mismo, el AMM se encarga de la programación del suministro y el despacho de electricidad.

El consejo administrativo del AMM está compuesto de cinco miembros, electos por cada grupo de

participantes del mercado mayorista de electricidad y del mercado de capacidad, las compañías de generación, transmisión y distribución, los agentes de electricidad y los grandes usuarios. Cada participante en el mercado mayorista de electricidad y de capacidad cuenta con un número de votos que es igual al porcentaje de su participación en el mercado. EEGSA tiene la capacidad de elegir el representante de las compañías de distribución y COMEGSA puede elegir al representante de los agentes de electricidad. Los miembros mantienen sus posiciones durante dos años.

El AMM es responsable de:

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

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

3.2.3 Régimen tarifario

3.2.3.1 Tarifas de distribución

Según la Ley General de Electricidad y las regulaciones de la CNEE, se permite que una compañía de distribución cargue a sus clientes regulares una tarifa que está compuesta de un cargo de electricidad destinado al reembolso a la compañía de distribución por el

costo de la electricidad y la capacidad que ésta compra y las tarifas de transmisión, y un cargo de VAD destinado a permitir que la compañía de distribución cubra sus gastos operativos, complete sus planes de gasto de capital y recupere sus costos de capital. Aunque los precios por electricidad que se cobran a los grandes usuarios no son regulados por la CNEE, ellos deben pagar una tarifa regulada, igual al cargo de VAD aplicable por la entrega de electricidad a través de las instalaciones de una compañía de distribución.

3.2.3.2 Tarifa regulada

La CNEE publica una tabla de tasas de las tarifas para los clientes regulados cada tres meses. Actualmente, estas tarifas incluyen:

- Una tarifa social disponible para clientes que demandan menos de 300 kWh al mes.

- Una tarifa simple disponible a todos los clientes que compran electricidad a baja tensión.
- Tres tarifas adicionales disponibles a los clientes que compran electricidad para distribuir a bajos voltajes.
- Tres tarifas disponibles para clientes que adquieren electricidad para distribuir a 13 kV.
- Una tarifa disponible para las entidades gubernamentales que adquieren electricidad para alumbrado público.

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

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

Los clientes que solicitan estas tarifas establecen un contrato con la compañía de distribución para adquirir un monto específico de capacidad. Estas tarifas consisten en un cargo de capacidad fijo para cada kW contratado, un cargo por la electricidad utilizada por el cliente, un cargo de uso de capacidad y un cargo fijo mensual por la conexión

al sistema de distribución. El cargo de uso de capacidad tiene dos componentes: uno de generación y transmisión y otro de distribución. A los clientes se les cobra el uso de capacidad basado en el monto máximo de capacidad demandado durante cualquier ciclo de la facturación.

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

3.2.3.3 Ajustes de tarifa

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

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

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

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

Después de la presentación del VAD, calculado por los consultores a la CNEE, esta misma instancia decide si aprueba el VAD calculado por los consultores. En caso que nos los apruebe la controversia es remitida a un panel de arbitraje compuesto por tres individuos, uno nombrado por la compañía de distribución, otro nombrado por la CNEE y otro más nombrado por los primeros dos árbitros. El panel de arbitraje debe dictaminar dentro de los siguientes sesenta días.

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

ponentes denominados en quetzales del cálculo del valor neto de reposición.

El cargo de electricidad está destinado a reembolsar a la compañía de distribución los costos de electricidad que ésta compra. El componente del cargo de electricidad de las tarifas reguladas consiste en una tarifa base y un recargo de ajuste de electricidad. Según la Ley General de Electricidad y las regulaciones de la CNEE, la tarifa base se ajusta anualmente para reflejar los cambios anticipados en el costo de la electricidad a ser adquirida por la compañía de distribución durante el siguiente año. El recargo de ajuste de electricidad se ajusta trimestralmente para reflejar las variaciones en el costo real de electricidad adquirida por la compañía de distribución del costo proyectado.

3.2.3.4 La tarifa social

En el año 2001 Guatemala promulgó la Ley de la Tarifa Social, es una tarifa que requiere que una tarifa especial esté disponible para clientes con un consumo de electricidad menor a los 300 kWh por mes. Según regulaciones adoptadas por la CNEE, las compañías de distribución solicitaron participar en licitaciones para los contratos de compra de energía eléctrica, con el fin de suministrar electricidad a los clientes que fueran elegibles para la tarifa social. El INDE ha sido el único oferente para estas tasas del mercado, que efectivamente reduce la tarifa base aplicable a estos clientes. Adicionalmente, el VAD aplicable a los clientes elegibles para la tarifa social es menor al VAD, que es parte de la tarifa simple como resultado de las características técnicas relacionadas al cálculo del VAD aplicables a estos clientes.





● Redes eléctricas.

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

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

El 9 de noviembre del 2004 la Corte de Constitucionalidad de Guatemala emitió una resolución que prohibió temporalmente que las compañías de distribución cobraran la

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

3.2.3.5 Peajes de transmisión

La Ley General de Electricidad estipula que todas las partes que se conectan al Sistema de Electricidad Nacional de Guatemala, incluyendo todas las compañías de gene-

ración, de transporte y distribución, así como agentes de electricidad y grandes usuarios, deben pagar por la conexión y el uso del Sistema Nacional de Electricidad.

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

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

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

Las cuotas de transmisión para el sistema de transmisión primario deben ser revisadas cada dos años y siempre que se conecte una capacidad de generación nueva al Sistema de Electricidad Nacional o una porción del sistema de transmisión secundario es actualizado para formar parte del sistema de transmisión primario. Sin embargo, las cuotas de transmisión para los sistemas de transmisión primario no se han revisado desde el año 1998.

Las cuotas incrementadas para el sistema de transmisión primario fueron propuestas por el AMM,

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

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

3.2.3.6 Mercado mayorista de electricidad y de capacidad

Los mercados de electricidad de mayorista y de capacidad guatemaltecos son mercados de "fronteras abiertas" que permiten a los participantes del Mercado comprar electricidad y capacidad a los generadores y vender a clientes dentro y fuera de Guatemala. Entre las partes que pueden participar en el mercado mayorista de electricidad y de capacidad, pero que no están obligadas, se incluyen:

- Instalaciones de generación con una capacidad instalada de más de 10 MW.
- Compañías de distribución con 20,000 clientes o más.
- Compañías de transmisión con un sistema conectado a plantas con una capacidad de más de 10 MW.
- Agentes de electricidad que compren o vendan 10 MW más incluyendo importadores, exportadores y grandes usuarios.
- Los costos variables (precio del combustible fósil) de electricidad ofrecida por los generadores termoeléctricos.
- El costo de reposición futuro (precio del agua) de las reservas para electricidad ofrecida por los generadores hidroeléctricos.
- El costo de oportunidad para la electricidad ofrecida por generadores en otros países a través de interconexiones internacionales

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

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

3.2.3.7 Operación del Sistema Nacional de Electricidad

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

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

Nota 4

Principales políticas y prácticas contables

Los estados financieros consolidados de EPM y sus filiales han sido preparados de conformidad con las normas y principios contables emitidos por la Contaduría General de la

Nación (CGN) y otras disposiciones legales, incluidas las normas establecidas por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, un organismo técnico establecido en la Constitución Política de 1991 y delegado por la Presidencia de la República para controlar, inspeccionar y supervisar a los prestadores de servicios públicos domiciliarios.

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

- Resolución No. 354 de 2007, que adopta el Régimen de Contabilidad del Sector Público, establece su conformación y define su ámbito de aplicación.
- Resolución No. 355 de 2007, que adopta el Plan General de la Contaduría Pública (PGCP), establece las normas generales de contabilidad del sector público y las directrices para el reconocimiento y la divulgación de las transacciones, eventos y operaciones.
- Resolución No. 356 de 2007, que adopta el Manual de Procedimiento del Régimen de Contabilidad Pública, incluyendo una presentación general del plan de cuentas y procedimientos contables.

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

El proceso contable de EPM y sus filiales se realiza de acuerdo con la Resolución No. 357 del 23 de julio de 2008, emitida por la Contaduría

General de la Nación, que establece procedimientos de control interno contable y exige a la empresa que anualmente presente informes de control a la Contaduría General de la Nación.

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

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

1. Clasificación de activos y pasivos

Los activos y pasivos se clasifican según el uso a que se destinan o según su grado de realización, exigibilidad o liquidación, en términos de tiempos y valores. Se consideran activos y pasivos corrientes los valores realizables o exigibles en un plazo no mayor a un año.

2. Efectivo y equivalentes de efectivo

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

3. Inversiones

3.1 Inversiones transitorias

Corresponden a las inversiones que se realizan para optimizar los excedentes de liquidez, es decir, todos aquellos recursos que de manera inmediata no se destinan al desarrollo de las actividades que constituyen el objeto social de las compañías. La inversión de los excedentes de liquidez se hace bajo los criterios de transparencia, seguridad, liquidez y rentabilidad, bajo las directrices de un adecuado control y en condiciones de mercado sin ánimo especulativo (Decreto de Gerencia General N° 1651 de 2007).

Considerando lo estipulado en el Decreto 1525 de 2008 del Ministerio de Hacienda y Crédito Público, modificado por el 2805 de 2009, las inversiones transitorias en EPM y sus filiales pueden constituirse en Títulos de Tesorería TES, Clase 'B', tasa fija o indexados a la UVR y en certificados de depósitos a término, depósitos en cuenta corriente, de ahorros o a término en establecimientos bancarios vigilados por la Superintendencia Financiera de Colombia o en entidades con regímenes especiales, contempladas en la parte décima del Estatuto Orgánico del Sistema Financiero, y en carteras colectivas del mercado monetario o abierto sin pacto de permanencia en entidades con la máxima calificación vigente en fortaleza o calidad en la administración de portafolio y que cumplan con el régimen de inversión previsto para el Grupo EPM.

Los establecimientos bancarios donde se invierten los excedentes deben contar con calificación vigente,

correspondiente a la máxima categoría para el corto plazo de acuerdo con las escalas usadas actualmente por las sociedades calificadoras de Valores BRC Investor Services S.A. (BRC1+) y FITCH RATINGS (F1+), y contar como mínimo con la tercera mejor calificación vigente para el largo plazo utilizada por las respectivas sociedades, que equivale a AA.

Los excedentes en moneda extranjera pueden invertirse en gobiernos o instituciones financieras internacionales con calificación mínima de A+ para el largo plazo y A1+ para el corto plazo, así como en sucursales en el exterior de establecimientos bancarios vigilados por la Superintendencia Financiera de Colombia que cuenten con la máxima calificación vigente para largo y corto plazo, según la escala utilizada por las sociedades calificadoras de riesgo que califiquen la deuda externa de la Nación.

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

La compra de inversiones (administración de liquidez renta fija) se registra al costo de compra, que es el mismo valor razonable. Los costos de estas transacciones se reconocen como gastos cuando se incurre en ellos. Con posterioridad a su reconocimiento inicial, se valoran a valor razonable tomando en consideración el valor de mercado establecido en la bolsa de valores donde tal título se cotice. Las diferencias que surgen entre cada va-

loración aumentan o disminuyen su costo, con cargo o abono a las cuentas de resultados de ingresos o egresos financieros, según el caso.

3.2 Inversiones permanentes

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

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

se clasifique como de baja, media mínima o ninguna cotización.

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

Si el valor intrínseco es superior al costo ajustado, la diferencia se reconoce como valorización afectando el patrimonio como superávit.

Si el valor intrínseco es inferior al costo ajustado, se disminuye la valorización constituida, hasta agotarla, y más allá de ese valor se reconocen provisiones con cargo a los resultados del ejercicio como otros gastos no operacionales.

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

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



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

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

3.3 Combinación de negocios

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

En Colombia no se registra good will negativo en el estado de resultados del periodo. Sin embargo, el patrimonio neto es afectado por el superávit por valorización.

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

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

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

DECA II también posee participaciones mayoritarias en Trelec S.A., la segunda empresa de transmisión de energía de Guatemala, y en otras cuatro sociedades constituidas para prestar servicios a las empresas del grupo DECA II:

Ideamsa (inmobiliaria), Amesa (administración de materiales), Enérgica (construcción y mantenimiento eléctrico) y Credieegsa (servicios de personal y administrativos).

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

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

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

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

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

Cifras expresadas en millones de pesos colombianos

Los estados financieros individuales de DECA II, GESA Y GENHIDRO al 31 de diciembre de 2010 incorporados en los estados financieros consolidados corresponden a los siguientes valores en el balance general

al 31 de diciembre de 2010 y al estado de resultados por el período comprendido entre noviembre y diciembre de 2010, para DECA II y GESA, ya que Genhidro fue adquirida en diciembre.

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

Cifras expresadas en millones de pesos colombianos

Adquisiciones de CENS y ESSA en 2009

EPM compró a la Nación su mayoría accionaria en las electricificadoras CENS y ESSA, de los departamentos de Norte de Santander y Santander, respectivamente, en subasta pública el 26 de febrero de 2009 en Bogotá.

De acuerdo con lo estipulado por el Gobierno Nacional en el proceso de venta, los gobernadores de ambos departamentos escogieron a EPM para presentar una propuesta económica por la totalidad de las acciones de propiedad de la Nación.

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

	Valor pagado	Patrimonio neto adquirido
CENS	208,569	791,144
ESSA	373,000	548,786
	581,569	1,339,930
Caja adquirida	(104,432)	
Pago por compra de compañías, Neto de caja adquirida	477,137	

Cifras expresadas en millones de pesos colombianos

Los estados financieros individuales de CENS y ESSA al 31 de diciembre de 2009 incorporados en los estados financieros consolidados corresponden a los siguientes valores

en el balance general al 31 de diciembre de 2009 y en estado de resultados por el período comprendido entre abril y diciembre de 2009.

	CENS	ESSA	Total
Balance General			
Activos	1,062,919	1,007,323	2,070,242
Pasivos	193,252	228,922	422,174
Patrimonio	869,667	778,401	1,648,068
Estado de Resultados			
Ingresos brutos	268,250	501,257	769,507
Utilidad bruta	41,734	93,036	134,770
Utilidad operacional	14,202	35,712	49,914
Utilidad neta antes de impuestos	21,962	54,388	76,350
Utilidad neta	18,948	38,088	57,036

Cifras expresadas en millones de pesos colombianos

4. Deudores de servicios públicos

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

Los derechos por la prestación de servicios públicos se reconocen al facturar los servicios suministrados y su medición corresponde al valor

del consumo, aplicándole la tarifa fijada por los entes reguladores (CREG, CRA y CRT).

5. Otros deudores

Corresponden básicamente a las cuentas por cobrar, diferentes a los servicios públicos, tales como: avances y anticipos para contratistas y proveedores de bienes y servicios, venta de bienes, préstamos a empleados, financiaciones para la conversión a gas y gasodomésticos, prestación de otros servicios como informáticos, asistencia técnica, arrendamientos, entre otros.

6. Cuentas de difícil cobro

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

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

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

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

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

7. Inventarios

Se clasifican como inventarios los bienes adquiridos con la intención de venderlos o de consumirlos en el proceso de prestación de servicios públicos.

Los inventarios incluyen mercancías en existencia que no requieren transformación, como medidores de energía, gas y agua, equipos de comunicación, aparatos telefónicos y bienes de Proveeduría. Incluyen materiales como repuestos y accesorios para la prestación de servicios y los bienes en tránsito y en poder de terceros.

Para su valoración se utiliza el método de promedio ponderado.

8. Propiedad, planta y equipo

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

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

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

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

9. Gastos pagados por anticipado

Costos y gastos que se pagan con antelación a recibir el bien o el servicio requerido. Se amortizan durante el período en que se reciben los servicios o se causen los costos o gastos.

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

10. Cargos diferidos

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

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

11. Activos intangibles

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

Los activos intangibles incluyen los siguientes:

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

Los plazos de amortización de activos intangibles son los siguientes:

Concepto	Tiempo en años
Goodwill	8.5 – 26.5
Licencias	5
Software	5
Mejoras en propiedad ajena	5

12. Valorizaciones

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

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

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

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

13. Obligaciones financieras

Corresponden a los actos o contratos que, de conformidad con las disposiciones legales sobre crédito público, tienen por objeto dotar a

EPM y sus filiales de recursos, bienes o servicios, con plazo para su pago.

Incluyen:

- **Empréstitos:** se reconocen por el valor del desembolso.
- **Emisión y colocación de bonos, títulos de deuda pública:** se reconocen por su valor nominal.
- **Los instrumentos derivados con fines de cobertura:** representan el valor de las operaciones financieras que se pactan con el objeto de gestionar el riesgo de los pasivos y pueden efectuarse para comprar o vender activos, tales como divisas, títulos valores o futuros financieros sobre tasas de cambio, tasas de interés, índices bursátiles o cualquier otro subyacente pactado, los cuales se liquidan en fecha futura acordada.

Se reconocen por el valor pactado en el contrato. Si se pactan en monedas diferentes al peso colombiano, se reconocen a la Tasa Representativa de Mercado (TRM) de la fecha de la transacción. Mensualmente se reexpresan

con la TRM de fin de mes. El mayor o menor valor obtenido como resultado de la reexpresión, se reconoce en el periodo en cuentas de resultados.

14. Cuentas por pagar

Incluye los derechos de pago a favor de terceros originados en la prestación de servicios recibidos o la compra de bienes, uso de activos de propiedad de terceros y demás obligaciones contraídas a favor de terceros. Estas obligaciones se reconocen en el momento en que el servicio o bien haya sido recibido a satisfacción y de acuerdo con el valor pactado.

15. Impuestos

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

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

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

16. Impuestos diferidos

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

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

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

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

- La empresa puede acumular un gasto contable en relación con una provisión como deudas incobrables, pero la deducción fiscal no se obtiene hasta tanto no se utilice la provisión.
- Ajustes por inflación sobre los activos no monetarios depreciables y amortizables, las provisiones para pasivos estimados, y los pagos a los fondos de pensiones, beneficios de salud y educación, entre otros.

Según el Concepto N° 20061-57086 de la CGN del 31 de enero de 2006, cada empresa tiene autonomía en la definición de

sus principios de contabilidad con respecto a los impuestos diferidos. En consecuencia, la matriz y sus filiales han considerado como diferencia temporal generadora de impuesto diferido, los ajustes por inflación reconocidos únicamente para efectos fiscales de los activos fijos depreciables, toda vez que generan un mayor impuesto sobre la renta por corrección monetaria, el cual será posteriormente recuperado cuando los activos fijos se deprecien fiscalmente durante los próximos años.

17. Obligaciones laborales y de seguridad social

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

18. Pasivo pensional

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

Para el 2010, la evaluación se hizo teniendo en cuenta las nuevas tablas

de mortalidad de rentistas aprobadas por la Superfinanciera en su resolución 1555 de julio 30 de 2010, según las cuales las esperanzas de vida de los rentistas (jubilados) aumentaron considerablemente con respecto a las tablas anteriores, lo que se traduce en un período más largo de pago de pensión y alta variación en el incremento de los pasivos pensionales.

La tasa de reajuste pensional en el año 2010 fue 4.51%, (2009 fue 6.48%) 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. Se tomaron como base los valores ya conocidos de los bonos en la fecha de corte, luego de deducir los pagados durante el año.

En la metodología del cálculo se incluyeron las mesadas adicionales de junio y diciembre de cada año, así como el valor actual del auxilio funerario en el grupo de jubilados totalmente por EPM, en cumplimiento del literal b), Artículo 2° del Decreto No. 1517 del 4 de agosto de 1998.

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

Al 31 de diciembre de 2009 EPM y CHEC tienen amortizado el 100% de su cálculo actuarial. Así mismo, Edatel, ETP, EDEQ, CENS y ESSA tienen amortizado el 75,2%, 70,47%, 72,17%, 83,73% y 82,8%, respectivamente.



19. Pasivos estimados

Son reconocidos cuando se reúnen las siguientes condiciones:

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

Principales pasivos estimados:

- Provisión de impuestos
- Beneficios complementarios
- Pasivos pensionales

20. Patrimonio

Lo constituyen las cuentas que representan el capital fiscal, las reservas, las utilidades de ejercicios anteriores, el resultado del ejercicio, los superávits y la revalorización del patrimonio.

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

Reservas: en cumplimiento de las disposiciones tributarias contenidas en los artículos 130 (reserva del

70% por el exceso de la depreciación fiscal sobre la contable) y 211 del Estatuto Tributario, se han constituido las reservas requeridas a fin de gozar del tratamiento tributario especial y obtener una racionalización en el pago del impuesto de renta y complementarios.

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

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

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

21. Cuentas de orden

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

22. Ingresos brutos

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

23. Costos de ventas

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

24. Gastos de administración

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

25. Contingencias

Corresponden a estimaciones por la existencia de ciertas condiciones, situaciones o conjunto de circunstancias que generan incertidumbre sobre posibles pérdidas, cuyo resultado final sólo se conocerá cuando

uno o más eventos se produzcan o dejen de ocurrir. Tal es el caso de los procesos judiciales y en vía gubernativa en curso, ante distintas jurisdicciones (Consejo de Estado, Tribunal Administrativo de Antioquia, Juzgados Administrativos, Juzgados Civiles Municipales, entre otros), en los cuales el Grupo EPM actúa como demandante o como demandado.

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

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

26. Utilización de las estimaciones

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

27. Concepto de materialidad

El reconocimiento y revelación de los hechos económicos se hace de

acuerdo con su importancia relativa. Un hecho económico es material cuando por su naturaleza o cuantía, su conocimiento o desconocimiento, teniendo en cuenta las circunstancias, puede alterar significativamente las decisiones económicas de los usuarios de la información. Al preparar los estados financieros consolidados se desagregan las cuentas requeridas por la normatividad vigente y aquellas que representan el 5% o más del total de activos, activos corrientes, total pasivos, pasivos corrientes, capital de trabajo, patrimonio y resultados de operación, según corresponda. Adicionalmente, valores menores al 5% son desagregados cuando se considera necesario para contribuir a una mejor interpretación de los estados financieros.

28. Reclasificaciones a los estados financieros consolidados de 2009

Algunas reclasificaciones han sido incluidas en los estados financieros de 2009 con el fin de cumplir con disposiciones de la CGN y facilitar su comparación con los estados financieros de 2010.

29. Normas Internacionales de Información Financiera "NIIF"

EPM continuó en su proyecto de adopción plena de las Normas Internacionales de Información Financiera, NIIF, con alcance al Grupo

Empresarial EPM, con el fin de elaborar los estados financieros bajo estos estándares.

Con la participación de la firma Ernst & Young Audit Ltda y el equipo conformado por funcionarios de diferentes áreas de EPM y sus filiales, se llevó a cabo la fase del Proyecto NIIF enfocada al diagnóstico, medición de impactos y definición de la estrategia de implantación para la adopción, con el fin de tener una visión general de los posibles efectos de las NIIF en los negocios, los procesos, los sistemas de información (tecnología de información) y la regulación aplicable a las empresas del Grupo EPM, entre otros.

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

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

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

Nota 5

Efectos y cambios significativos en la información contable

Norma temporal sobre la operación y funcionamiento en el Mercado Mayorista de Energía.

En el mes de febrero de 2010, la CREG emitió la Resolución 10, por la cual se establecieron, en forma transitoria, normas sobre la operación y funcionamiento en el Mercado Mayorista de Energía, como medida para enfrentar el fenómeno de "El niño", el cual se había acentuado fuertemente a finales de 2009 y se esperaba para varios meses a comienzos del 2010.

Los impactos más destacados para EPM por la emisión de esta norma fueron:

- Restricción en la operación de generar energía con plantas hidráulicas.
- Favorecimiento a la generación térmica en los despachos real e ideal.
- Restricción de ventas en el mercado de AGC.

En el mes de junio se levantaron casi todas las medidas de intervención y comenzó, nuevamente, la operación normal del mercado.

Ingresos por facturar

En el 2009, con el fin de unificar la práctica contable del Grupo EPM respecto a los ingresos por facturar, se amplió la práctica a los ciclos del 13 al 20 (antes solo del 8 al 12). Para el 2010 se amplía, una vez optimizados los sistemas de información y los tiempos de entrega para su reconocimiento, a los ciclos: Mercado regional sin migrar al sistema de facturación "OPEN" desde el ciclo 60 hasta el 73, Mercado regional migrado a "OPEN" del ciclo 116 al 123 y los ciclos de "OPEN" 24, 26. Este mayor reconocimiento tuvo un impacto en los ingresos del periodo por \$20,355.

Impuesto al patrimonio

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

EPM analizó los impactos financieros, la afectación de los excedentes a distribuir al Municipio de Medellín y la posición contable de las empresas del sector de servicios públicos, entre otros. De este modo, EPM presentó a la Junta Directiva (reunida el 7 de diciembre de 2010) el resultado de este análisis y solicitó autorización para que a partir del año 2011 se contabilice el impuesto al patrimonio contra la revaloriza-

ción del patrimonio. La Junta Directiva aprobó dicha solicitud.

Nota 6

Cambios en moneda extranjera

La moneda funcional de EPM y filiales en Colombia es el peso colombiano. Las operaciones realizadas por HET (Panamá), EPPM RE LTD (Bermudas), OCL (España), CTC (USA), Distribución Eléctrica Centroamericana DOS (II) S.A., Empresa Eléctrica de Guatemala S.A. "EEGSA", Inversiones Eléctricas Centroamericanas S.A. "INVELCA", Almacenaje y Manejo de Materiales Eléctricos S.A. "AMESA", Inmobiliaria y Desarrolladora Empresarial de América S.A. "IDEAMSA", Comercializadora Eléctrica de Guatemala S.A. "COMEGSA", Transportista Eléctrica Centroamericana S.A. "TREC", Enérgica S.A. "ENÉRGICA", Credieegsa S.A., Gestión de Empresas Eléctricas S.A., Generadores Hidroeléctricos S.A. "Genhidro", Hidronorte S.A. y Mano de Obra S.A. "MOSA" se consideran como denominadas en "moneda diferente al peso" y se registran a los tipos de cambio de cierre para los activos y pasivos, a las tasas de cambio promedio del período para las cuentas de resultados y a las tasas de cambio históricas para las cuentas de patrimonio.

Durante el período, las diferencias entre el tipo de cambio histórico contabilizado y el vigente a la fecha de cobro o de pago se registran como ganancia o pérdida por diferencia en cambio y se presentan en el "resultado financiero neto" en el estado de resultados.

Los saldos en bancos, inversiones, cuentas por cobrar, obligaciones financieras y cuentas por pagar en moneda extranjera, se expresaron en pesos colombianos con base en la Tasa de Cambio Representativa del Mercado -TRM- certificada por la Superintendencia Financiera de Colombia.

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

Moneda	Tipo de Divisa	Diciembre 2010	Diciembre 2009
Dólar de Estados Unidos	USD	1,913.98	2,044.23
Libra esterlina	GBP	2,996.62	3,301.12
Yen japonés	JPY	23.60	21.96
Euro	EUR	2,567.70	2,932.96
Quetzal	GTQ	8.01	8.35

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

	2010	2009
Ingresos no operacionales por diferencia en cambio		
Operaciones de crédito público externas	136,585	154,915
Adquisición de bienes y servicios	16,777	14,407
Efectivo	23,465	5,059
Deudores	14,647	5,855
Otros ajustes por diferencia en cambio	3,558	1,120
Inversiones	89	3,707
Total	195,121	185,063
Gastos no operacionales por diferencia en cambio		
Inversiones	73,269	15,796
Operaciones de crédito público externas	53,191	8,632
Efectivo	20,451	61,958
Deudores	17,957	13,563
Otros ajustes por diferencia en cambio	10,152	34,652
Adquisición de bienes y servicios	-	11,041
Total	175,020	145,642

Cifras expresadas en millones de pesos colombianos

Al 31 de diciembre los estados financieros consolidados de EPM incluyen los siguientes activos y pasivos denominados en moneda extranjera (en miles) convertidos a millones de pesos colombianos a los correspondientes tipos de cambio.

	2010				
	Dólares	Euros	Yenes	Quetzales	Equivalente en millones de pesos
Activos					
Efectivo	69	4	-	15	141
Bancos	30,834	611	-	560,044	58,498
Inversiones Overnight	2,319	-	-	-	4,439
Inversiones de renta fija	7,838	-	-	436,778	15,002
Inversiones de renta variable	443,166	-	-	226,676	848,212
Inventarios	382	-	-	8,594	732
Cuentas por cobrar	169,687	76	-	859,777	324,974
Propiedad, planta y equipo	58,873	-	-	1,651,294	112,682
Otros activos	9,170	-	-	154,842	17,552
Total posición de activos	722,338	691	-	3,898,020	1,382,232
Pasivos					
Deuda pública	(887)	-	-	-	(1,697)
Proveedores	(88,127)	(2,625)	(333,300)	(485,764)	(168,675)
Cuentas por pagar	(155,772)	(107)	-	(1,131,157)	(298,415)
Obligaciones financieras	(1,454,115)	-	-	(582,600)	(2,783,147)
Total pasivos	(1,698,901)	(2,732)	(333,300)	(2,199,521)	(3,251,934)
Total posición neta	(976,563)	(2,041)	(333,300)	1,698,499	(1,869,702)

	2009				
	Dólares	Euros	Yenes	Libra Esterlina	Equivalente en millones de pesos
Activos					
Efectivo	4,502	6	-	-	9,221
Bancos	38,674	-	-	-	79,059
Inversiones de renta fija	445,959	-	-	-	911,643
Inversiones patrimoniales	2,115	2,285	-	-	11,025
Inversiones de renta variable	46,966	-	-	-	96,009
Cuentas por cobrar	37,872	2,317	-	-	84,215
Total posición de activos	576,088	4,608	-	-	1,191,172
Pasivos					
Proveedores	(41,306)	(724)	(333,300)	(25)	(93,964)
Cuentas por pagar	(99,589)	(1,126)	-	-	(206,885)
Obligaciones financieras	(1,276,882)	(440)	-	(23)	(2,611,607)
Total pasivos	(1,417,777)	(2,290)	(333,300)	(48)	(2,912,456)
Total posición neta pasiva	(841,689)	(2,318)	(333,300)	(48)	(1,721,284)

Notas de carácter específico

Nota 7

Efectivo y equivalentes de efectivo

Al 31 de diciembre el efectivo y equivalentes de efectivo consistían en lo siguiente:

	2010	2009
Bancos	1,064,192	355,329
Fondos restringidos (1)	25,441	52,802
Administración de liquidez (2)	5,204	14,749
Efectivo	1,704	1,881
Total efectivo	1,096,541	424,761

Cifras expresadas en millones de pesos colombianos

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

Acuerdos	2010	2009
Recursos para infraestructura de agua potable y saneamiento básico (*)	7,890	14,716
Administración delegada No.4800000436/440 Municipio de Medellín	10,530	22,282
Antioquia iluminada (**)	5,712	7,820
Otros	1,309	7,984
Total	25,441	52,802

Cifras expresadas en millones de pesos colombianos

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

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

(2) Corresponden a fondos en moneda extranjera exigibles a la vista en operaciones overnight que generaron rendimientos financieros al 0.03% promedio anual (2009 – 2%).

Nota 8

Inversiones temporales

Al 31 de diciembre las inversiones temporales, que son negociables, consistían en lo siguiente:

	Tasa de interés promedio 2010	2010	2009
Bonos de la Tesorería-TES (1)	6.86% E.A.	891,341	443,905
Certificados de depósitos a término (2)	3.73% E.A.	394,537	341,885
Derechos en fondos y valores fiduciarios de inversión (3)	2.76% E.A.	180,883	311,483
Bonos y valores emitidos por el sector privado	3.62% E.A.	45,041	5,583
Bonos y valores emitidos por instituciones financieras (4)	1.27% Prime rate	989	784,806
Bonos y valores emitidos por el Gobierno Nacional (5)	1.73% Prime rate	44	126,666
Otros		59	17,698
Total inversiones temporales		1,512,894	2,032,026

Cifras expresadas en millones de pesos colombianos

(1) Títulos de Tesorería (TES). Títulos de deuda pública interna emitidos por el Gobierno Nacional y administrados por el Banco de la República.

(2) Instrumentos financieros de captación de ahorro cuya tasa de interés está determinada por el monto, el plazo y las condiciones de mercado en el momento de la constitución.

(3) Inversiones a corto plazo efectuadas con dineros propios en carteras colectivas. Se tratan como una cuenta corriente y son inversiones que se realizan para obtener un rendimiento de los excedentes de efectivo.

(4) Inversiones en depósitos a plazo (time deposit), celebradas con instituciones financieras internacionales con calificación mínima

de A+ para el largo plazo y A1+ para el corto plazo, y sucursales en el exterior de establecimientos bancarios vigilados por la Superintendencia Financiera de Colombia con la máxima calificación vigente.

(5) Bonos Yankees, títulos emitidos en dólares por el Gobierno Nacional, expresados en pesos colombianos a la TRM y Treasury Bills, títulos emitidos por el Tesoro Americano con vencimiento menor a un año.



Nota 9

Deudores, neto

Al 31 de diciembre, las cuentas por cobrar consistían en lo siguiente:

		2010	2009
Servicios públicos	(1)	1,714,485	1,383,814
Deudas de difícil recaudo		462,880	468,138
Anticipos a proveedores	(2)	342,988	44,161
Préstamos a compañías no controladas	(3)	301,641	275,775
Telecomunicaciones y servicios de asistencia técnica		159,177	281,255
Anticipos y saldos a favor por impuestos y contribuciones		129,243	129,962
Préstamos a empleados		111,888	96,931
Recursos entregados en administración	(4)	69,017	4,526
Cuentas por cobrar a terceros		23,574	34,771
Cuentas por cobrar por venta de bienes		23,754	20,916
Cuotas partes de pensiones		16,512	16,568
Dividendos y participaciones por cobrar		4,505	4,156
Depósitos entregados en garantía	(5)	3,088	44,927
Otros deudores		55,978	122,367
Total deudores		3,418,730	2,928,267
Provisión cuentas de dudoso recaudo	(6)	(548,810)	(509,904)
Total deudores, neto		2,869,920	2,418,363
Menos porción no corriente	(7)	824,367	718,643
Porción corriente		2,045,553	1,699,720

Cifras expresadas en millones de pesos colombianos

(1) El incremento se origina por la incorporación de las cuentas por cobrar por \$127,076 de las filiales de Guatemala, adquiridas en octubre de 2010, en los estados financieros consolidados a diciembre de 2010.

Para el 2009, con el fin de presentar información comparativa, fue necesario realizar una reclasificación de cuentas de "Otros deudores" a "Deudores por servicios públicos", esto debido al concepto emitido por la CGN a EPM sobre la financiación de los servicios de instalación y conexión, entre otros, que

a diciembre de 2009, se contabilizaban en la cuenta contable 147073 "Préstamos concedidos a entidades no financieras". La CGN consideró que esta financiación se debía incluir en las cuentas de servicios públicos correspondiente.

(2) Corresponde al anticipo entregado al Instituto para el Desarrollo de Antioquia "IDEA" por \$289,723 en virtud del acuerdo vinculante firmado entre el IDEA y EPM, que permitirá a EPM desarrollar integralmente el proyecto Hidroituango, es decir, que financie, construya, opere,

mantenga y posteriormente restituya la central hidroeléctrica a la Sociedad Hidroituango.

(3) Corresponde a los préstamos otorgados a Colombia Móvil S.A. E.S.P. En septiembre de 2006 UNE EPM Telecomunicaciones unificó los saldos adeudados en lo que respecta a los préstamos que los socios en su calidad habían otorgado a Colombia Móvil S.A., a través de un pagaré a favor de UNE EPM Telecomunicaciones S.A. E.S.P. por un valor de \$201.595 y una tasa de interés de DTF más 4,15% TA. El interés generado

por este instrumento negociable se acumula y será pagado junto con el capital en tres cuotas anuales iguales, comenzando en julio de 2011.

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

TA: Trimestral Anticipado

(4) En 2010, incluyen \$60,045 de recursos entregados a una fiducia en garantía, conforme al acuerdo económico firmado con el IDEA. Este valor está sujeto a

que se obtenga para el proyecto hidroeléctrico de Ituango la zona franca o a que EPM renuncie a este proyecto.

(5) Corresponde en 2009 a cuentas bancarias por \$43,317 que fueron embargadas por los municipios de Caloto (Cauca) y Yumbo (Valle del Cauca). Estas sumas fueron liberadas en enero del año 2010 por orden de las autoridades correspondientes.

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

	2010	2009
Saldo inicial	509,904	434,037
Provisión	131,706	112,695
Combinación de negocios	(5,489)	9,103
Castigos de cartera	(48,919)	(44,079)
Recuperación provisiones	(39,315)	(1,852)
Gasto de ejercicios anteriores	923	-
Saldo final	548,810	509,904

Cifras expresadas en millones de pesos colombianos

(7) Al 31 de diciembre la composición de las cuentas por cobrar no corrientes fue:

	2010	2009
Préstamos a compañías no controladas	201,094	275,775
Servicios públicos	281,662	293,005
Préstamos a empleados	105,048	91,657
Recursos entregados en administración	61,721	1,361
Anticipos a proveedores	8,522	8,176
Otros deudores	166,321	48,669
Total deudores no corrientes	824,367	718,643

Cifras expresadas en millones de pesos colombianos

Nota 10

Inventarios, neto

Al 31 de diciembre los inventarios consistían en lo siguiente:

	2010	2009
Materiales	133,206	133,684
Bienes para la venta	11,181	10,908
Inventarios en poder de terceros	4,209	3,630
Inventarios en tránsito	3,989	4,132
Total inventarios, neto	152,585	152,354
Menos: Provisión para protección de inventarios (1)	(4,392)	(3,092)
Total inventarios, neto	148,193	149,262

Cifras expresadas en millones de pesos colombianos

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

	2010	2009
Saldo inicial	3,092	7,723
Gasto provisión	4,535	1,785
Utilización de provisión	(2,288)	(2,539)
Recuperación de provisiones	(947)	(4,130)
Combinación de negocios	-	253
Saldo final	4,392	3,092

Cifras expresadas en millones de pesos colombianos

Nota 11

Gastos pagados por anticipado

Al 31 de diciembre los gastos pagados por anticipado consistían en lo siguiente:

	2010	2009
Arrendamiento (1)	169,554	162,633
Seguros	41,122	22,561
Otros	1,810	439
Total gastos pagados por anticipado	212,486	185,633
Menos porción no corriente (2)	179,649	175,315
Porción corriente	32,837	10,318

Cifras expresadas en millones de pesos colombianos

(1) Incluye \$100,537 (2009 - \$99,548) correspondiente al arriendo de capacidad nueva para transmisión de información e interconexión con los proveedores Sprint, Promigas Telecomunicaciones S.A., Unión Fenosa y Colombia Telecomunicaciones, los cuales tienen una vida útil de 15 años.

(2) Al 31 de diciembre la composición de los gastos pagados por anticipado no corrientes es la siguiente:

	2010	2009
Arrendamiento	167,776	160,582
Seguros	10,301	14,697
Mantenimiento	1,554	-
Publicaciones y suscripciones	18	36
Total gastos pagados por anticipado no corrientes	179,649	175,315

Cifras expresadas en millones de pesos colombianos

Nota 12

Inversiones a largo plazo, neto

Al 31 de diciembre las inversiones a largo plazo consistían en lo siguiente:

	2010	2009
Inversiones en entidades no-controladas (1)	713,275	687,464
Inversiones en títulos participativos	61,347	28,205
Otros	1,049	610
Total inversiones largo plazo	775,671	716,279
Menos: provisión para protección de inversiones (2)	(101,075)	(96,966)
Total inversiones largo plazo, neto	674,596	619,313

Cifras expresadas en millones de pesos colombianos



● Gestión ambiental – vivero de EPM.

(1) Las inversiones en entidades no controladas al 31 de diciembre incluían las siguientes:

2010						
Entidad	Porcentaje	Costo ajustado	Provisión	Valorización	Neto	Dividendos
Isagen S.A. E.S.P.	12,95%	191,214	-	726,482	917,69	19,772
ISA S.A. E.S.P.	10,17%	187,035	-	1,394,845	1,581,880	18,017
Colombia Móvil S.A. E.S.P.	24,99%	152,063	(83,259)	-	68,804	-
Hidroeléctrica Ituango S.A. E.S.P.	46,32%	137,014	-	-	137,014	-
Gestión Energética S.A. E.S.P.	0,25%	12,686	(12,229)	-	457	-
Transoriente S. A	20,00%	8,633	-	8,159	16,792	-
Gasorient S.A. E.S.P.	10,00%	7,661	-	12,751	20,412	-
Otros		16,969	(5,587)	10,752	22,314	162
Total		713,275	(101,075)	2,152,989	2,765,369	37,951

Cifras expresadas en millones de pesos colombianos

2009						
Entidad	Porcentaje	Costo ajustado	Provisión	Valorización	Neto	Dividendos
Isagen S.A. E.S.P.	12,95%	191,214	-	585,299	776,513	19,308
ISA S.A. E.S.P.	10,17%	187,035	-	1,273,999	1,461,034	16,858
Colombia Móvil S.A. E.S.P.	24,99%	152,063	(79,042)	-	73,021	-
Hidroeléctrica Ituango S.A. E.S.P.	46,32%	111,305	-	-	111,305	-
Gestión Energética S.A. E.S.P.	0,25%	12,686	(12,229)	-	457	-
Transoriente S.A	20,00%	8,633	-	17,052	25,685	-
Gasorient S.A. ESP	10,00%	7,651	-	-	7,651	-
Otros		16,877	(5,695)	8,058	18,240	3,269
Total		687,464	(96,966)	1,884,408	2,473,906	39,435

Cifras expresadas en millones de pesos colombianos

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

	2010	2009
Saldo inicial	96,966	81,409
Provisión	4,578	17,194
Provisión ejercicios anteriores	(417)	-
Reclasificación de provisión	(52)	(1,637)
Saldo final	101,075	96,966

Cifras expresadas en millones de pesos colombianos

Nota 13

Propiedad, planta y equipo, neto

Al 31 de diciembre la composición de la propiedad, planta y equipo fue la siguiente:

	2010	2009
Redes, líneas y cables (1)	5,842,770	4,766,393
Plantas, ductos y túneles (1)	5,238,216	5,042,492
Construcciones en curso (2)	3,410,888	2,814,785
Edificios	2,219,454	2,166,550
Equipos de comunicaciones y computación	952,750	914,200
Maquinaria y equipo	533,924	664,808
Terrenos	182,114	178,322
Maquinaria, planta y equipo en montaje	124,303	201,762
Equipos de transporte, tracción y elevación	117,069	113,098
Muebles, enseres y equipo de oficina	118,336	116,774
Bienes muebles en bodega	81,503	44,728
Propiedad, planta y equipo en tránsito	27,112	16,273
Otros	98,494	92,661
Total propiedad, planta y equipo	18,946,933	17,132,846
Depreciación acumulada (3)	(8,708,653)	(7,842,539)
Depreciación diferida (4)	1,868,339	1,667,646
Provisión para propiedad, planta y equipo (5)	(71,028)	(88,613)
Total provisión y depreciación	(6,911,341)	(6,263,506)
Total propiedad, planta y equipo, neto	12,035,592	10,869,340

Cifras expresadas en millones de pesos colombianos

(1) Las plantas ductos, túneles, redes, líneas y cables son los componentes de la infraestructura operativa de los negocios de Generación, Transmisión y Distribución, Gas Natural, Acueducto, Saneamiento Aguas Residuales y Telecomunicaciones.

(2) **Construcciones en curso.** Incluye \$3,046,194 y \$2,492,343 al 31 de diciembre de 2010 y 31 de diciembre de 2009, respectivamente, correspondientes a los proyectos de generación de energía Porce III y Porce IV.

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

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

En la subasta de 2008, la energía firme asignada -ENFICC- al pro-

yecto Porce III fue de 3,363 GWh/año, a partir de diciembre de 2011 y por un tiempo de 20 años.

El 20 de diciembre entró en servicio de pruebas la primera unidad generadora de esta central hidroeléctrica, cumpliendo así con el cronograma de obras y con los compromisos pactados con el Gobierno Nacional. Se espera que en el 2011 estén en funcionamiento las tres unidades restantes, hasta completar los 660 megavatios que le aportará al país a través del Sistema Interconectado Nacional.

Proyecto Porce IV. Está localizado sobre el río Porce, en el departamento de Antioquia, aproximadamente a 150 km al noreste de la ciudad de Medellín, en jurisdicción de los municipios de Amalfi y Anorí, con influencia indirecta sobre el municipio de Zaragoza.

Ante la difícil problemática social y de orden público que atraviesa la zona donde está ubicado el proyecto hidroeléctrico Porce IV, la Junta Directiva de EPM tomó la decisión de suspenderlo de manera indefinida, teniendo en cuenta múltiples aspectos críticos que hoy hacen inviable su construcción. Dentro los factores que motivaron tomar esta decisión, se encontraron:

- Que en la zona del proyecto se han presentado procesos de desplazamiento forzado, producto de la lucha por el control territorial de algunos de los grupos armados para ejercer sus actividades ilegales.
- Que en 2006, en cumplimiento del Estudio de Impacto Ambiental, EPM identificó a 2,799 personas que habitaban el cañón del río Porce de manera permanente, temporal y ocasional, información con la cual tramitó y obtuvo la Licencia Ambiental. En 2008, la Declaratoria de Utilidad Pública e Interés Social del proyecto, promulgada por el Ministerio de Minas y Energía, le dio a EPM la primera opción de compra de los predios requeridos para su construcción. A partir de dicha Declaratoria, la población se incrementó a 8,500 personas, para un crecimiento del 204%.

- Que a cifras de marzo de 2010, la representación de las organizaciones y comunidades de la zona de influencia del proyecto, le está reclamando a EPM el reconocimiento de impactos para 14,500 personas, lo que significa un aumento desmesurado del 418%. Este crecimiento poblacional no tiene precedentes en la construcción de proyectos de infraestructura de este tipo en Colombia.

Debido a lo anterior, EPM comunicó al Gobierno Nacional la decisión de suspender indefinidamente la ejecución del proyecto hidroeléctrico Porce IV.

El valor acumulado a esta vigencia, por valor de \$54,274, se reclasificó en 2010, así: \$6,163 a la cuenta de propiedad, planta y equipo no explotada terrenos, \$120 a propiedad, planta y equipo no explotada maquinaria y equipo, \$35,132 a cargos diferidos (correspondientes a los costos de licencias y estudios del proyecto) y \$12,859 a gastos del período. Adicionalmente, se registró una provisión por las posibles contingencias derivadas de la suspensión indefinida del proyecto por valor de \$21.192.

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

	2010	2009
Saldo inicial	7,842,539	7,007,290
Depreciación del año	605,909	523,992
Combinación de negocios	231,283	433,587
Depreciación diferida, neta	200,693	132,585
Retiros de propiedad, planta y equipo	(171,771)	(254,915)
Saldo final	8,708,653	7,842,539

Cifras expresadas en millones de pesos colombianos



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

	2010	2009
Saldo inicial, neto	1,667,646	1,535,061
Incremento en el periodo	200,693	132,585
Saldo final, neto	1,868,339	1,667,646

Cifras expresadas en millones de pesos colombianos

(5) El movimiento de la provisión para propiedad, planta y equipo durante el año fue el siguiente:

	2010	2009
Saldo inicial	88,613	71,067
Gasto provisión	6,647	16,109
Utilización de provisión de propiedad, planta y equipo	(17,241)	-
Recuperaciones	(8,080)	(2,393)
Reclasificación de provisión	1,089	3,361
Combinación de negocios	-	469
Saldo final	71,028	88,613

Cifras expresadas en millones de pesos colombianos

94

Nota 14

Reserva financiera actuarial

Al 31 de diciembre la composición de la reserva financiera actuarial fue:

	2010	2009
Bonos pensionales (fondos fiduciarios)	703,705	331,808

Cifras expresadas en millones de pesos colombianos

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

fiduciario empezó a ser capitalizado en mayo de 2003 y estaba plenamente constituido en 2008 con la transferencia de los fondos a BBVA Fiduciaria S.A.

En 2010 EPM acordó con la Fiduciaria Corficolombiana, mediante contrato de fiducia No. CT-2010-1045, la administración de un patrimonio autónomo, conformado con los recursos que destinará EPM para el pago quincenal de las mesadas pensionales tanto de EPM como de las derivadas de la conmutación

pensional de EADE. El monto por el cual se constituyó el patrimonio fue de \$322,000, con esta cifra más los rendimientos que se espera obtener del mismo, se logrará cubrir al año 2056 el total de las mesadas pensionales, de acuerdo con el estudio del cálculo actuarial.

El fondo se proyecta de manera que se extinga al momento del pago de la última pensión a cargo de EPM (año 2056). Con la constitución de este patrimonio se garantiza a futuro la disponibilidad de recursos

para atender el pago del pasivo pensional de pensiones de la empresa y se independiza el manejo financiero de los mismos.

En 2009 EDATEL constituyó un patrimonio autónomo por valor de \$22.596 para garantizar el pago de sus obligaciones pensionales.

En 2009 CHEC adicionó a su patrimonio autónomo \$9,577 para garantizar el pago de sus obligaciones pensionales.

En 2010 los patrimonios autónomos generaron rendimientos por \$26,597 (\$41,151 en 2009).

Nota 15

Otros activos

Al 31 de diciembre la composición de Otros activos era:

	2010	2009
Cargos diferidos (1)	145,609	125,277
Activos en poder de terceros (2)	136,733	150,407
Impuesto diferido (3)	201,639	131,037
Derechos en fideicomiso	128,043	31,386
Mejoras en propiedad ajena	49,946	33,408
Activos adquiridos mediante leasing financiero	3,799	4,000
Otros	318	820
Subtotal otros activos	666,087	476,335
Depreciación acumulada de los activos adquiridos mediante leasing financiero	(3,022)	(3,006)
Total otros activos	663,065	473,329

Cifras expresadas en millones de pesos colombianos

(1) Los cargos diferidos incluyen estudios y proyectos por un importe de \$76,979 (2009 - \$47,595) correspondientes a estudios de viabilidad para proyectos de inversión en la Planta de Tratamiento de Aguas Residuales del Norte.

Incluye también la prima pagada a la Nación por valor de \$8,533 (2009 - \$9,028) correspondiente al contrato de estabilidad jurídica para la actividad

de generación de energía de EPM. Se suscribió a un plazo de veinte años y su valor fue equivalente al 0.5% del valor de las inversiones realizadas en período improductivo y el 1% en la etapa de operación. El monto inicial ascendió a \$9,894.

(2) Los bienes entregados a terceros incluyen terminales ATA, cable módems, decodificadores, set top box, servidores y teléfonos

por \$105,051 (2009- \$112,952), y activos provenientes de las empresas fusionadas en 2009: TV Cable Promisión, Emtelsa, y Costavisión por \$7,363, \$5,087 y \$1,078, respectivamente.

(3) Incluye impuesto diferido por \$36,983 proveniente de compañías adquiridas en Guatemala.

95

Nota 16

Intangibles, neto

Al 31 de diciembre la composición de los intangibles era la siguiente:

	2010	2009
Goodwill (1)	890,644	541,229
Software	366,358	356,903
Licencias	362,940	342,354
Derechos	45,001	24,957
Otros	21,816	27,527
Total intangibles	1,686,759	1,292,970
Amortización acumulada (2)	(765,583)	(680,796)
Total intangibles, neto	921,176	612,174

Cifras expresadas en millones de pesos colombianos

(1) El goodwill al 31 de diciembre es el siguiente:

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

Cifras expresadas en millones de pesos colombianos

	2009		
Concepto	Costo	Amortización	Valor neto
Emtelsa S.A. E.S.P. (*)	93,829	(23,033)	70,796
Promisión S.A. E.S.P. (*)	85,743	(4,038)	81,705
Empresa de Telecomunicaciones de Pereira S.A. E.S.P.	79,081	(79,081)	-
EdateL S.A. E.S.P.	68,786	(36,663)	32,123
Costavisión S.A. E.S.P. (*)	65,453	(3,000)	62,453
Orbitel S.A. E.S.P.	55,869	(16,648)	39,221
Empresa de Energía del Quindío S.A. E.S.P. "EDEQ"	23,923	(4,424)	19,499
Emtelco S.A.	20,929	(19,907)	1,022
Vision Satélite	13,680	(684)	12,996
EPM Bogotá S.A. E.S.P.	11,951	(9,822)	2,129
EPM Televisión S.A. E.S.P.	9,552	(9,552)	-
Hidroecológica del Teribe S.A. (*)	6,032	-	6,032
Central Hidroeléctrica de Caldas S.A. E.S.P. "CHEC"	592	(118)	474
Otros (*)	5,809	(5,809)	-
Total	541,229	(212,779)	328,450

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

** Cifras expresadas en millones de pesos colombianos.

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

	2010	2009
Saldo inicial	680,796	590,680
Amortización del año	118,615	88,736
Retiro de intangibles	(7,563)	-
Combinación de negocios	-	5,875
Reclasificaciones a cargos diferidos	(26,265)	(4,495)
Saldo final	765,583	680,796

Cifras expresadas en millones de pesos colombianos

Nota 17

Valorizaciones

	2010	2009
Propiedad, planta y equipo (1)	7,418,663	6,342,755
Inversiones	2,152,989	1,884,409
Valorización de activos	9,571,652	8,227,164
Menos: valorización de activos relacionados con participaciones minoritarias	(1.119,586)	(564,908)
Superávit por valorización de activos	8,452,066	7,662,256

Cifras expresadas en millones de pesos colombianos

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

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

La metodología empleada para la valoración de las redes, líneas y cables del negocio de Distribución Energía consistió en obtener para cada circuito el valor de reposición a nuevo, tomando como referencia los costos por kilómetro construido de acuerdo con las Unidades Constructivas (UC) de la Comisión de Regulación Energía y Gas "CREG"; a este valor se le aplicaron factores de demérito y obsolescencia deter-

minados con base en las condiciones de mantenimiento del activo, el estado general del mismo y las condiciones operativas a las cuales éste se encuentra sometido.

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

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

El avalúo de los inmuebles ubicados en el área rural, para los que no se tienen referentes de mercado, se

hizo con base en la resolución de avalúo catastral que profiere la División de Catastro Departamental de Antioquia para cada municipio.

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

En 2009 se actualizó la valoración de los siguientes grupos de propiedades, planta y equipo:

- Redes, líneas y cables del negocio de distribución de energía: postes, transformadores, red primaria, luminarias, redes y transformadores de alumbrado público.
- Terrenos de los negocios de transmisión y distribución de energía, gas, acueducto y saneamiento.
- Casetas, bodegas y edificios administrativos de los negocios de acueducto y saneamiento.

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

Nota 18

Obligaciones financieras

Al 31 de diciembre las obligaciones financieras comprendían lo siguiente:

	2010	2009
Operaciones de endeudamiento externo (1)	3,152,177	2,611,608
Operaciones de endeudamiento interno (2)	2,817,566	1,242,652
Total obligaciones financieras	5,969,743	3,854,260
Menos: porción no corriente	5,229,793	3,507,194
Porción corriente	739,950	347,066

Cifras expresadas en millones de pesos colombianos

(1) Las operaciones de endeudamiento externo se detallan a continuación:

	2010				2009			
	Tasa de interés	Moneda original	Saldo en millones moneda original	Equivalente en pesos	Tasa de interés	Moneda original	Saldo en millones moneda original	Equivalente en pesos
Bonos EPM*	7.625%	USD	500	956,990	7.625%	USD	499	1,019,761
Bank of Tokyo y BBVA Tokyo	Libor + 0,95%	USD	200	382,796	Libor + 0,95%	USD	200	408,846
BID 1664	Libor + 1.05%	USD	199	381,073	Libor + 1.05%	USD	199	407,006
Sindica JPMorgan (UNE)	Libor + 1.75%	USD	140	267,957	Libor + 1.75%	USD	140	286,192
Bank of America	Libor + 1.35%	USD	125	239,248				
BID 792	Libor + 1.43%	USD	116	221,646	Libor + 1.43%	USD	145	295,911
Banco de Bogotá	Libor + 1.20%	USD	100	191,398				
Citibank (Deca II)	8.25%	USD	100	191,398				
BID 800	Libor + 1.43%	USD	73	139,469	Libor + 1.43%	USD	80.965	165,511
Banco Industrial (Deca II)	Tasa activa - 5.30%	GTQ	232	55,507				
Banco G&T Continental (Deca II)	Tasa activa - 5.50% Libor + 0.4% a 4%, fija 2%	GTQ	232	55,507				
Otros		USD	14	27,334		USD	13.80	28,212
Otros		EUR			2%	EUR	0.03	92
Otros		GBP			2%	GBP	0.02	77
Otros Compañías Guatemala	Tasa activa - 5.30% a 5.8%	GTQ	118	28,136				
Otros Compañías El Salvador	9.00%	USD	7	13,719				
Total				3,152,177				2,611,608

* Bonos sin garantía emitidos en julio 22 de 2009, listados en la bolsa de Luxemburgo Euro MTF, colocados en los mercados de Estados Unidos, Europa, Asia y Latinoamérica, con vencimiento en julio de 2019. Se encuentran exentos del cumplimiento de covenants financieros por contar con doble calificación grado de inversión otorgada por Fitch Ratings y Moody's.

(2) Las operaciones de endeudamiento interno se detallan a continuación:

	2010		2009	
	Tasa de interés	Pesos (millones)	Tasa de interés	Pesos (millones)
Bonos EPM*	DTF + 1.49% a 2.59%, IPC + 3.25% a 7.12%, fija 10.80% a 13.80%	1,500,000	DTF + 1.49% a 2.59%, IPC + 3.25% a 7.12%, fija 10.80% a 13.80%	993,984
Bonos UNE**	IPC + 3.99% a 5.10%	300,000	IPC + 8.5%	10,000
Davivienda (Club Deal)	DTF + 3.4%	270,000		
BBVA (Club Deal)	DTF + 3.4%	180,000		
Bonos EPM Bogotá***	IPC + 7.25% a 7.40%	120,000	IPC + 7.25% a 7.40%	120,000
Bancolombia	DTF + 3.3%	100,000		
Santander (Club Deal)	DTF + 3.4%	72,000		
Banco Santander	DTF + 3.3%	50,000		
Banco de Bogotá	DTF + 3.3%	48,000		
Banco Santander	DTF + 3.22%	40,000		
Helm Bank (Club Deal)	DTF + 3.4%	35,000		
BBVA			DTF + 3%	23,733
Helm Bank			DTF + 3.20%	17,000
Banco de Bogotá			DTF + 1.98%	14,775
La Promotora			DTF + 1.98%	12,300
Banco de Bogotá			DTF + 3.2%	10,000
Banco de Crédito			DTF + 3.2%	6,000
Otros	DTF + 1.98% a 3.35%, fija 4.55% a 6.5%	102,566	DTF + 2.5% a 4.85%, fija 4.6% a 13.17%	34,860
Total		2,817,566		1,242,652

* Los bonos EPM al 31 de diciembre 2010 no tienen garantía e incluyen: i) \$1.000.000 millones cuya subasta se celebró entre noviembre de 2008 y marzo de 2009, con vencimiento entre los años 2011 y 2024, y ii) \$500.000 millones cuya subasta se llevó a cabo el 14 de diciembre de 2010, con vencimiento en los años 2016, 2022 y 2030.

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

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

Covenants relacionados con préstamos

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

- (Razón deuda contra EBITDA) EPM no debe permitir que la razón de Deuda Financiera Total contra EBITDA sea superior a 2,9 a 1.
- (Razón deuda contra capital) EPM no debe permitir que la razón de Deuda Financiera de Largo Plazo total contra Capital sea superior a 1,5 a 1.

2. Banco Interamericano de Desarrollo "BID".

- Razón deuda total contra EBITDA del Grupo EPM debe ser menor o igual a 3,5.
- La razón de deuda total contra EBITDA de EPM debe ser menor o igual a 2.9 (una vez se complete el proyecto y durante la ejecución de los contratos).
- Relación entre deuda de largo plazo y activos del Grupo EM no debe exceder 1,5 veces sus activos.

3. Crédito Sindicado EPM Telecomunicaciones S.A. E.S.P

- Relación de apalancamiento no mayor a 3.0.
- EBITDA a gastos financieros no menor a 2.5 veces.

4. 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 31 de diciembre de 2010, el Grupo EPM estaba en el cumplimiento de estos pactos.



Nota 19

Operaciones de cobertura

Durante los meses de julio a octubre se cerraron seis operaciones "cross currency swap" sobre un notional total de US\$200 millones por un plazo de 5 años sobre el crédito por el mismo valor con la banca comercial japonesa y garantía del JBIC. Los derivados destinados a operaciones de cobertura de crédito al 31 de diciembre de 2010 y 2009 fueron los siguientes:

Diciembre 2010			
	Derechos contractuales	Obligaciones contractuales	Neto
2011 Corto plazo	69,854	(232,778)	(62,925)
2012	197,779	(259,678)	(61,899)
2013	193,951	(254,893)	(60,941)
2014	100,463	(133,940)	(33,477)
2015 en adelante	104,691	(141,029)	(36,338)
Largo plazo	596,884	(789,539)	(192,655)
Total	766,737	(1,022,318)	(255,580)

Cifras expresadas en millones de pesos colombianos

Diciembre 2009			
	Derechos contractuales	Obligaciones contractuales	Neto
2010 Corto plazo	169,464	(206,775)	(37,311)
2011	180,494	(231,835)	(51,341)
2012	95,397	(112,700)	(17,303)
2013	95,397	(113,727)	(18,329)
2014	81,769	(116,240)	(34,471)
2015 en adelante	228,651	(323,921)	(95,270)
Largo plazo	681,710	(898,423)	(216,713)
Total	851,174	(1,105,198)	(254,024)

Cifras expresadas en millones de pesos colombianos

Nota 20

Cuentas por pagar

Al 31 de diciembre la composición de las cuentas por pagar fue:

	2010	2009
Excedentes financieros (1)	847,500	337,500
Proveedores nacionales	533,744	563,642
Cuentas por pagar	285,936	172,215
Proveedores extranjeros	188,141	177,630
Depósitos recibidos en administración	95,348	55,449
Intereses (2)	87,789	91,677
Retención en la fuente e impuesto de timbre	28,529	43,709
Subsidios asignados	8,902	11,642
Otros	51,843	21,078
Total cuentas por pagar	2,127,732	1,474,542
Menos: porción corriente	1,900,120	1,435,972
Porción no corriente	227,612	38,570

Cifras expresadas en millones de pesos colombianos

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

El Acuerdo 68 de 2009 aprobó el Presupuesto General del Municipio de Medellín 2010, a la vez que dispuso el pago de los excedentes extraordinarios para

el período 2010 por \$187,500 (los contemplados en el Plan de Desarrollo) y unos excedentes adicionales por \$150,000 para los Proyectos Urbanos Integrales -PUI-.

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

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

(2) Incluye intereses de bonos nacionales \$21,146 (2009 - \$21,086) e intereses de bonos internacionales \$31,012 (2009 - \$33,772).

Nota 21

Impuestos, gravámenes y tasas

Al 31 de diciembre la composición de los impuestos, gravámenes y tasas fue:

	2010	2009
Impuesto diferido	696,270	577,016
Impuesto sobre la renta	112,119	99,994
Impuestos, contribuciones y tasas por pagar	77,215	40,302
Otros impuestos, gravámenes y tasas	34,804	34,779
Impuesto de Industria y Comercio	34,531	28,964
Impuesto al Valor Agregado (IVA)	23,486	34,468
Total impuestos, gravámenes y tasas	978,425	815,523
Menos: Porción corriente	247,624	203,563
Porción no corriente	730,801	611,960

Cifras expresadas en millones de pesos colombianos

104 Impuesto sobre la renta

Las disposiciones fiscales aplicables y vigentes, establecen lo siguiente:

- La tasa nominal del impuesto sobre la renta es del 33% para la matriz y las filiales nacionales y el 31% y el 5% para las filiales de Guatemala.
- Las empresas de servicios públicos domiciliarios no están sujetas al sistema de renta presuntiva que se determina con base en el patrimonio líquido fiscal del año inmediatamente anterior.
- Durante 2010 EPM presentó operaciones con su vinculada Hidrocológica del Teribe lo cual la obliga a cumplir con la normatividad de precios de transferencia; de igual forma UNE y OSI celebraron operaciones con sus partes relacionadas

en el extranjero. Por tal razón las mencionadas empresas del Grupo se encuentran obligadas a preparar estudio de precios de transferencia y declaración informativa individual. A su vez EPM deberá presentar la decla-

ración informativa consolidada de precios de transferencia en julio de 2010.

- El Grupo EPM utiliza la deducción especial por inversiones en activos fijos productivos,



equivalente al 30% de las inversiones realizadas durante el año fiscal (40% en 2009). De conformidad con las provisiones legales, los activos fijos sujetos a esta deducción deben ser depreciados usando el método de línea recta para efectos fiscales. Si tales activos se venden o dejan de ser utilizados en la actividad productora de renta antes del vencimiento del término de

su vida económica, será obligatorio para la empresa reembolsar el valor de la deducción realizada en proporción a la vida útil restante del bien, en la declaración de renta del período fiscal en el que se presenta tal hecho. Este beneficio es trasladado a los accionistas mediante el incremento de los dividendos no gravados.

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

	2010	2009
	1,756,103	1,872,527
Más	Partidas que incrementan la renta	
	Gasto no deducible por Impuesto al Patrimonio	113,534
	Otros gastos no deducibles	370,301
	Aumento de provisiones no deducibles	217,691
	Costos y gastos de ejercicios anteriores	5,949
	Ingresos fiscales GESA base de liquidación	1,501
	Total partidas que aumentan la renta líquida gravable	708,976
Menos	Partidas que disminuyen la renta	
	Deducción especial del 30% de inversión en el año (40% en 2009)	728,516
	Exceso depreciación propiedades, planta y equipo (*)	479,316
	Ingresos no gravados y otras deducciones	11,447
	Ingresos no constitutivos de renta -Dividendos-	37,289
	Utilización de provisiones	-
	Total partidas que disminuyen la renta líquida	1,256,568
	Renta líquida	1,208,511
Menos	Renta exenta	26,597
	Renta líquida gravable	1,181,914
		1,198,636

Cifras expresadas en millones de pesos colombianos

Considerando las diferentes tasas de impuesto sobre la renta, el detalle de la liquidación de la provisión para este impuesto en 2010 es el siguiente:

	Matriz y filiales nacionales	Filiales del exterior		Total año 2010
		Deca	Gesa	
Renta líquida	1,155,367	25,668	879(**)	1,181,914
Tarifa de renta	33%	31%	5%	
Provisión para impuesto sobre la renta corriente antes de descuentos	381,271	7,957	44	389,272
Descuentos tributarios - acueducto y alcantarillado (***)	(154,359)			(154,359)
Provisión para impuesto sobre la renta corriente	226,912	7,957	44	234,913
Renta por ganancias de capital		14		14
Cargo a resultados neto por impuesto diferido	85,635		-	85,635
Provisión impuesto sobre la renta a resultados	312,547	7,971	44	320,562

Cifras expresadas en millones de pesos colombianos

El detalle de la liquidación de la provisión para impuesto sobre la renta en el año 2009 es el siguiente:

Renta líquida	1,198,636
Tarifa de renta	33%
Provisión para impuesto sobre la renta corriente antes de descuentos	395,550
Descuentos tributarios - acueducto y alcantarillado (***)	136,017
Provisión para impuesto sobre la renta corriente	259,533
Cargo a resultados neto por impuesto diferido	7,475
Provisión impuesto sobre la renta a resultados	267,008

Cifras expresadas en millones de pesos colombianos

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

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

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

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

	2010	2009
Saldo inicial del impuesto diferido activo	131,037	86,629
Saldo inicial del impuesto diferido pasivo	(577,016)	(524,581)
Saldo inicial impuesto diferido, neto	(445,979)	(437,952)
Impuesto diferido por combinación de negocios	36,983	
Cargo a resultados neto por impuesto diferido	(85,635)	(7,475)
Saldo final del impuesto diferido activo	201,639	131,037
Saldo final del impuesto diferido pasivo	(696,270)	(577,016)
saldo final impuesto diferido, neto	(494,631)	(445,979)

Cifras expresadas en millones de pesos colombianos

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

	2010	2009
Patrimonio contable	18,375,359	17,686,243
Menos		
Valorización de activos	(9,571,653)	(8,227,164)
Ajustes por inflación, depreciación y amortización Fiscal	(3,110,328)	(2,829,385)
Exceso de depreciación fiscal	(2,350,722)	(2,152,349)
Impuesto de renta por pagar	(33,785)	(24,912)
Impuesto diferido – activo	(201,639)	(131,754)
Total partidas que disminuyen el patrimonio	(15,268,127)	(13,365,564)
Más		
Ajustes por inflación fiscal como costo	4,465,625	4,367,111
Impuesto diferido – pasivo	696,270	577,016
Cálculo actuarial	255,895	257,062
Provisiones y contingencias	299,419	235,085
Provisión propiedad, planta y equipo	71,028	88,613
Provisión deudas	146,192	60,051
Provisión inversiones	101,075	96,966
Total partidas que aumentan el patrimonio	6,035,504	5,681,904
Patrimonio líquido - fiscal	9,142,736	10,002,583

Cifras expresadas en millones de pesos colombianos

Las declaraciones del impuesto sobre la renta del Grupo EPM para los años 2009 y 2010 están sujetas a revisión por parte de las autoridades fiscales dentro de los dos años siguientes a su presentación. La Administración de EPM y de las filiales, así como sus asesores jurídicos, consideran que los montos registrados son suficientes y no es

probable que surjan mayores pasivos de los registrados.

Contratos de estabilidad jurídica

EPM celebró un contrato de estabilidad jurídica en Colombia con base en la Ley 963 de 2005 (para el ne-

gocio de Generación de energía). El contrato protege a la actividad de Energía de EPM de cambios tributarios adversos implementados por ley y le permite usar las reglas que le sean favorables. Las principales normas estabilizadas son:

- Tasa de impuesto de renta del 33%

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

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

Nueva normatividad

Reforma tributaria y medidas de emergencia

Los principales cambios incorporados por la Ley 1430 de 2010, se resumen en:

- Eliminación del beneficio por adquisición de activos fijos productivos a partir del año 2011. Para quienes hayan radicado solicitud para la suscripción de un contrato de estabilidad jurídica, antes del 1° de noviembre de 2010, el Gobierno podrá concederles la estabilidad por tres años.
- Descuento tributario por impuesto sobre la renta pagados en el exterior: se permite la aplicación de todos los impuestos pagados en el exterior a título de impuesto sobre la renta y las retenciones practicadas sobre los dividendos.

- Beneficio de Auditoría: se amplían los porcentajes en los cuales debe incrementarse el impuesto neto de renta de los años 2011 y 2012 para acceder a este beneficio así: 5 veces la inflación para un término de firmeza de 18 meses, 7 veces la inflación para 12 meses y 12 veces la inflación para 6 meses.

- Modificaciones al Gravamen a los movimientos financieros:
 - Se someten al gravamen los desembolsos de crédito y los pagos derivados de operaciones de compensación y liquidación de valores, operaciones repo simultáneas y transferencias temporales de valores, destinadas a realizar desembolsos o pagos a terceros por concepto de pagos a cualquier título por cuenta de los clientes.
 - Igualmente se gravan los desembolsos de créditos abonados o cancelados el mismo día.
 - Reducción gradual al gravamen a partir del año 2014 así: años 2014 y 2015 al dos por mil (2 x 1000), 2016 y 2017 al uno por mil (1 x 1000) y 2018 y siguientes al cero por mil.

- En materia del impuesto sobre las ventas se adicionan como actividades excluidas del IVA los servicios de conexión y acceso a internet de los usuarios residenciales de los estratos 1, 2 y 3.

- A partir del año 2012 los usuarios industriales no estarán sometidos a la contribución del sector eléctrico.

- Medios de pago para la aceptación de costos, deducciones, pasivos e impuestos descontables:

para que proceda la aceptación fiscal de los anteriores conceptos los pagos que efectúen los contribuyentes deberán realizarse mediante cualquiera de los medios que implique la utilización del sistema financiero en la forma y condiciones que autorice el Gobierno Nacional.

Emergencia económica, social y ecológica

A través del Decreto 4579 de 2010 se declaró la situación de desastre nacional en el territorio colombiano generado por el fenómeno climático de "La Niña" y, consecuentemente, el Gobierno Nacional expidió el Decreto 4580 de 7 de diciembre de 2010 por el cual declaró el Estado de emergencia económica, social y ecológica.

Bajo este amparo legal y con el fin de conjurar la situación, el Gobierno Nacional emitió la siguiente normatividad con implicaciones para el Grupo Empresarial EPM:

- Ley 1429 de 2010: Ley de Formalización y Generación de Empleo
- Ley 1421 de 2010: Prórroga de la contribución de obra pública.
- Decreto 4825 de 2010: Nuevo Impuesto al Patrimonio y sobretasa.
- Decreto 4801 de 2010: Modificación al régimen de zonas francas.
- Decreto 128 de 2011: Adopta medidas tributarias para favorecer a damnificados o afectados por la ola invernal.

Nota 22

Obligaciones laborales

Al 31 de diciembre la composición de las obligaciones laborales fue:

	2010	2009
Cesantías	73,413	72,906
Prima de antigüedad (1)	29,762	27,160
Prima de vacaciones	24,537	22,699
Vacaciones	16,378	14,953
Intereses a las cesantías	8,314	8,677
Otros beneficios	9,468	11,847
Total obligaciones laborales	161,872	158,242
Menos: porción no corriente	32,010	3,416
Porción corriente	129,862	154,826

Cifras expresadas en millones de pesos colombianos

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

Nota 23.

Pasivos estimados

Al 31 de diciembre la composición de los pasivos estimados fue:

	2010	2009
Provisión para contingencias (1)	134,965	81,496
Provisiones diversas	114,295	12,246
Total pasivos estimados	249,260	93,742
Menos: Porción corriente	8,503	5,231
Porción no corriente	240,757	88,511

Cifras expresadas en millones de pesos colombianos

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

Nota 24

Otros pasivos

Al 31 de diciembre la composición de otros pasivos fue:

	2010	2009
Ingresos recibidos por anticipado	63,618	73,441
Impuestos – Estampillas y contribuciones	17,166	20,046
Alumbrado Público	11,920	11,002
Ventas por cuenta de terceros	10,684	8,520
Recaudo para terceros - Directorios telefónicos	10,535	9,074
Recaudo para terceros - Tasa de aseo	9,830	11,637
Recaudo para terceros - Telecomunicaciones larga distancia	6,504	7,286
Otros	10,615	5,075
Total otros pasivos	140,872	146,081

Cifras expresadas en millones de pesos colombianos

Nota 25

Pasivo pensional

El siguiente es un análisis de las obligaciones pensionales:

	Cálculo actuarial	Saldo por amortizar	Pasivo neto
Saldo al 31 de diciembre de 2008	910,294	(20,789)	889,505
Ajuste por cálculo actuarial	139,409	(139,409)	
Valores pagados por pasivo pensional	(104,789)		(104,789)
Cargo a resultados – amortización		124,904	124,904
Combinación de negocios	273,081	(38,310)	234,771
Saldo al 31 de diciembre de 2009	1,217,995	(73,604)	1,144,391
Ajuste por cálculo actuarial	231,787	(231,787)	-
Valores pagados por pasivo pensional	(96,962)	-	(96,962)
Cargo a resultados amortización	-	214,686	214,686
Saldo al 31 de diciembre de 2010	1,352,820	(90,705)	1,262,115

Cifras expresadas en millones de pesos colombianos

El pasivo pensional al 31 de diciembre, incluía lo siguiente:

	2010	2009
Cálculo actuarial - primas de pensiones (1)	770,996	691,991
Cálculo actuarial de pensiones (2)	394,945	362,352
Obligaciones pensionales (3)	64,579	64,579
Bonos (3)	30,540	24,422
Otros bonos y títulos emitidos	1,055	1,047
Total pasivo pensional	1,262,115	1,144,391

Cifras expresadas en millones de pesos colombianos

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

Los principales supuestos en los cálculos actuariales en materia de pensiones para los años terminados al 31 de diciembre fueron los siguientes:

Concepto	2010	2009
Número de personas	6,511	5,670
Tasa de interés técnico	4,80%	4,80%
Tasa de reajuste pensional (*)	4,51%	6,48%

(*) Esta tasa corresponde al promedio ponderado de inflación de los años 2007, 2008 y 2009 así: 3 puntos para el año 2009, 2 puntos para el 2008 y 1 punto para el 2007, de acuerdo con lo establecido en el Numeral 1 del Artículo 1 del Decreto No. 2783 de diciembre 20 de 2001.



Nota 26

Patrimonio

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

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

En cumplimiento del Acuerdo Municipal No.12 de 1998, del Concejo de Medellín, por medio del cual se adoptaron los Estatutos de la Em-

presa Industrial y Comercial EPM, Artículo 5°, la base de liquidación de los excedentes financieros que se transfieren al Municipio de Medellín es la utilidad, menos impuestos. Con esta base, el COMPES determina la cuantía o el porcentaje de los excedentes financieros que harán parte de los recursos de capital del presupuesto municipal.

Adicionalmente, el Acuerdo Municipal No. 69 de 1997, "Por medio del cual se transforma EPM y se dictan otras disposiciones", en su Artículo 13, acuerda: "El porcentaje de los excedentes financieros de EPM, de conformidad con el Artículo 97 del Decreto 111 de 1996, no puede ser transferido en un porcentaje superior al 30% al Municipio de Medellín

y se destinarán por éste exclusivamente a inversión social y al pago del alumbrado".

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

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

Año	Excedentes		Total excedentes decretados
	Ordinario	Extraordinario	
2009	587,019	337,500	924,519
2010	509,343	847,500	1,356,843

Cifras expresadas en millones de pesos colombianos

Nota 27

Cuentas de orden

Al 31 de diciembre la composición de las cuentas de orden fue:

	2010	2009
Derechos contingentes (1)	11,614	49,643
Deudoras fiscales (2)	7,291,357	6,923,218
Cuentas deudoras de control (3)	730,643	712,997
Litigios y demandas (4)	154,330	357,198
Total cuentas de orden deudoras	8,187,944	8,043,056
Litigios y demandas (5)	1,020,181	1,270,946
Pasivos contingentes (6)	255,401	477,940
Acreedoras fiscales (2)	4,217,375	4,296,984
Cuentas acreedoras de control (7)	204,846	163,292
Total cuentas de orden acreedoras	5,697,803	6,209,162
Total cuentas de orden	13,885,747	14,252,218

Cifras expresadas en millones de pesos colombianos

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

(2) Las cuentas de orden deudoras y acreedoras fiscales se refieren a las diferencias entre las normas contables y las fiscales. Incluyen principalmente la diferencia en la depreciación, acciones y aportes. En general, diferencias en cuentas de activos, costos y deducciones.

(3) Registran las operaciones que el Grupo EPM tiene con terceros o para el control interno, sin que su naturaleza afecte a su situación financiera. Estas cuentas incluyen los activos totalmente amortizados, los inventarios obsoletos y otros. Corresponde a los derechos a favor de la empresa.

Incluye \$44.285 (2009 - \$45.025) correspondientes al saldo del Fideicomiso BBVA Fiduciaria-Empresa Antioqueña de Energía S.A. E.S.P, constituido mediante documento privado suscrito el 25 de julio de 2007, el cual tiene un plazo de 5 años y se podrá prorrogar por períodos iguales o menores sin exceder en ningún caso el plazo total de 20 años. Este patrimonio autónomo se creó como contrato de fiducia mercantil de administración, inversión y pagos.

Estos recursos están destinados a cubrir las obligaciones litigiosas y contingentes vigentes a la fecha de extinción de la sociedad, así como los gastos que deba realizar el liquidador después de la extinción de la sociedad. EPM es la beneficiaria de los recursos que se liberen del patrimonio autónomo o del remanente, si lo hubiere, después de que se haya cubierto la totalidad de las obligaciones cuyo pago se garantiza con el patrimonio autónomo.

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

- Proceso contra el Metro de Medellín por \$1,794 (2009-\$2,230), donde se solicita el pago de los valores facturados por el uso del sistema de distribución.
- Proceso contra Ansaldo Energía S.P.A por \$1,863 (2009 - \$1,863) por incumplimiento del contrato 4511-E.
- Proceso contra el Municipio de Envigado, Optima S.A. y Poblado Club Campestre por \$2,614, donde se solicita la reparación directa por los perjuicios ocasionados en el colector que transporta el agua residual de la cuenca sanitaria de la quebrada la Honda.

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

Civiles

- La Constructora Norberto Odebrecht S.A. solicitó declaración de nulidad del Contrato N° 030124997, suscrito entre EPM y el Consorcio Porce III, con el fin de construir la represa y obras asociadas del Proyecto Hidroeléctrico Porce III. Este proceso tiene una cuantía de \$338,378 (2009 - \$338,378).

- CSS Constructores S.A. reclama indemnización de daños por la pérdida del derecho concedido al Consorcio de la ISS como adjudicataria del contrato de obra pública en el proceso de Licitación PC-009013, en relación con la construcción de la represa y obras asociadas al Proyecto Hidroeléctrico Porce III. La pretensión de la demanda es de \$28,475 (2009 - \$28,475).

- Alos Transportadores Ltda., solicita que se ordene a EPM habilitar y clasificar al demandante dentro del proceso de contratación PC-2009-0480 para la prestación del servicio de transporte de personas. El valor de la pretensión es \$19,952.

- Consorcio Dragados Porce II solicitó que se declare la nulidad de la compensación del Acta No. 4 del 7 de noviembre de 2000, e incumplimiento del contrato N° 3105728. La pretensión es de \$14,440 (2009 - \$14,440).

- Vigilantes Marítima Comercial Limitada, Vimarco, solicitó que se declare la nulidad del Acta del Comité de Gestión del 29 de abril de 2003, que acepta la contratación por invitación a realizar ofertas N° 008.013 y su finalidad es la prestación de servicios fijos, móviles, de escoltas y de vigilancia canina.

El importe de esta pretensión es de \$13,349 (2009 - \$13,349).

- Unión Temporal General Electric Company-Parson Group International Ltda, solicitan nulidad de las Resoluciones No. 263603 de agosto de 2002 y No. 280201 de noviembre de 2002. Valor de la pretensión US\$5 millones, \$9,586 (2009 - \$10,238).
- Enviro Gas System de Colombia Ltda., solicitó que se declare responsable a EPM por los perjuicios generados por la comunicación M-4287 de marzo de 2003, de Planeación del Municipio de Medellín, ya que hizo imposible la continuación de la construcción de una estación de gas y de gasolina. Valor de la pretensión \$9,000 (2009 - \$9,000).
- Industrias Lehner S.A. solicitó declaración de nulidad de las Resoluciones N° 87189 de fecha 21 de julio 1988 y No. 89926 de fecha 25 de septiembre 1998 a través de las cuales se liquidó unilateralmente el contrato SCN-3225-E, negando la solicitud de reconocimiento presentada por el contratista y la imposición de sanciones que no estén autorizadas por la Ley. El importe de estas pretensiones es de \$6,156 (2009 - \$6,156).
- CONINSA S.A. - Constructores y Comercio Camargo Correa S.A. demandó a EPM por incumplimiento en el contrato No. 2/ DJ-2183/43 y convenios adicionales por el no pago de los perjuicios sufridos por el Consorcio Contratista. Valor de la pretensión \$5,155 (2009 - \$5,155).

Fiscales

Al cierre del período 2010 no hubo procesos fiscales calificados como eventuales o probables, para registrar en cuentas de orden.

(6) Básicamente, incluye lo siguiente:

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

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

Cifras expresadas en millones de pesos colombianos

- Contragarantía al Gobierno Nacional relacionada con los créditos otorgados por el BID. El valor de la garantía corresponde a la pignoración de los ingresos operativos, equivalentes al 120% del servicio de deuda del semestre siguiente de los créditos BID.
 - Incluye el aval sobre créditos otorgados a Colombia Móvil S.A. E.S.P.
- (7) Este rubro está conformado principalmente por los bienes recibidos de terceros por \$15,628, los cuales corresponden a redes de acueducto y alcantarillado recibidas de urbanizadores y constructores para la operación y el mantenimiento de EPM, los Más-Cerca recibidos del Municipio de Medellín ubicados en diferentes sectores de la ciudad para la atención a los clientes y los electrodomésticos que se exhiben al público para promocionar el uso del gas natural domiciliario. Adicionalmente, están registrados otros terrenos urbanos con y sin edificación.

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

Nota 28

Ingresos netos

Los ingresos operacionales netos a diciembre 31 de 2010 y 2009 incluyeron:

	2010	2009
Servicios de Energía	5,221,965	4,431,236
Servicios de Telecomunicaciones	1,725,053	1,803,722
Servicios de Saneamiento básico	322,154	348,063
Servicios de Gas	314,644	300,366
Servicios de Acueducto	297,906	291,692
Servicios de Comunicaciones	200,017	158,295
Asistencia técnica	137,866	41,302
Otros servicios	122,168	85,735
Bienes comercializados	75,624	53,688
Servicios de tecnología de información	8,768	6,255
Total ingresos netos	8,426,165	7,520,354

Cifras expresadas en millones de pesos colombianos

Nota 29

Costo de ventas

Los costos de la prestación del servicio a diciembre 31 de 2010 y 2009, fueron los siguientes:

	2010	2009
Servicios públicos	4,599,363	4,949,418
Bienes comercializados	68,315	53,405
Total costo de ventas	4,667,678	4,002,823

Cifras expresadas en millones de pesos colombianos

Nota 30

Provisiones, depreciación y amortizaciones

Las provisiones, depreciaciones y amortizaciones que se presentan antes de la utilidad bruta a diciembre 31 de 2010 y 2009 fueron:

	2010	2009
Depreciación de propiedad, planta y equipo	580,814	492,641
Amortización de activos intangibles y otros activos	142,908	108,418
Total depreciaciones y amortizaciones	732,722	601,059

Cifras expresadas en millones de pesos colombianos

Las provisiones, depreciaciones y amortizaciones que se presentan después de la utilidad bruta a diciembre 31 de 2010 y 2009 fueron:

	2010	2009
Provisión para cuentas de cobro dudoso	131,706	112,695
Provisión para impuesto de Industria y comercio	29,261	20,349
Depreciación de propiedad, planta y equipo	25,095	29,447
Amortización de activos intangibles	17,707	8,478
Provisión de revaloración para propiedad, planta y equipo	6,647	16,109
Provisión de revaloración por obsolescencia de inventarios	4,535	1,785
Amortización de bienes enviados a terceros	1,475	2,210
Provisión para reposición de activos	1,242	1,033
Total provisión, depreciación y amortización	217,668	192,106

Cifras expresadas en millones de pesos colombianos

Nota 31

Gastos administrativos

Los gastos de administración a diciembre 31 de 2010 y 2009 fueron:

	2010	2009
Sueldos y salarios	327,458	318,958
Gastos generales (1)	328,901	300,595
Impuestos, tasas y contribuciones (2)	198,580	186,834
Contribuciones sobre la nómina	9,314	8,356
Total gastos administrativos	864,253	814,743

Cifras expresadas en millones de pesos colombianos

(1) Incluye \$29,725 (2009 - \$26,957) por arrendamiento del edificio EPM al Municipio de Medellín.

(2) Incluye \$113,534 (2009-\$106,470) correspondiente al impuesto al patrimonio.

Nota 32

Ingresos no operacionales

Los ingresos no operacionales a diciembre 31 de 2010 y 2009 fueron los siguientes:

	2010	2009
Financieros		
Diferencia en cambio	195,121	185,063
Otros ingresos financieros	61,086	75,569
Intereses de deudores	56,127	69,090
Utilidad por valoración de inversiones	39,110	46,312
Dividendos y participaciones	37,951	39,435
Intereses de mora	21,410	29,133
Rendimientos encargos fiduciarios pensiones	26,597	41,151
Total financieros	437,402	485,753
Otros		
Recuperaciones	85,877	34,547
Otros	21,631	33,748
Arrendamientos	15,381	9,224
Ajustes de años anteriores	12,215	50,522
Indemnizaciones	8,651	14,023
Comisiones y otros servicios	8,017	10,426
Ingresos por la venta de mercancías	1,356	2,023
Total otros	153,128	154,513
Total ingresos no operacionales	590,530	640,266

Cifras expresadas en millones de pesos colombianos



Nota 33

Gastos no operacionales

Los gastos no operacionales a diciembre 31 de 2010 y 2009 fueron los siguientes:

	2010	2009
Gastos financieros		
Intereses	203,755	219,790
Diferencia en cambio	175,020	145,642
Pérdida por valoración de inversiones	16,332	11,736
Otros gastos financieros	9,322	17,315
Total financieros	404,429	394,483
Otros gastos		
Ajustes de años anteriores	18,164	(3,626)
Comisiones y otros servicios	11,611	9,987
Costo por ventas de mercancías	7,627	4,621
Otros	35,306	10,947
Total otros	72,709	21,929
Otros gastos no operacionales		
Gastos de provisiones, depreciaciones y amortizaciones	95,445	46,519
Gastos de administración	3	89,527
Total otros no operacionales	95,448	136,046
Total gastos no operacionales	572,585	552,458

Cifras expresadas en millones de pesos colombianos

Nota 34

Interés minoritario

El interés minoritario por cada una de las filiales de EPM al 31 de diciembre, fue el siguiente:

Nombre de la filial	Participación del interés minoritario en 2010		Participación del interés minoritario en 2009	
	Porcentaje	Valor	Porcentaje	Valor
Electrificadora Santander S.A. E.S.P. - ESSA	26.23%	257,277	26.23%	204,082
Central Hidroeléctrica de Caldas S.A. E.S.P. - CHEC	19.91%	182,480	19.91%	182,886
Edatel S.A. E.S.P.	44.00%	131,962	44.00%	144,955
Empresa Eléctrica de Guatemala S.A. - EEGSA	19.12%	85,603		
Empresa de Telecomunicaciones de Pereira S.A. E.S.P.	43.86%	76,038	43.86%	80,157
Centrales Eléctricas del Norte de Santander S.A. E.S.P. - CENS	8.48%	73,131	8.48%	73,756
Inversiones Eléctricas Centroamericanas S.A. - Invelca	19.12%	30,550		
Aguas de Urabá S.A. E.S.P.	36.58%	15,389	35.66%	11,074
Generadores Hidroeléctricos S.A.	49.00%	13,554		
Empresa de Energía del Quindío S.A. E.S.P. -EDEQ	7.15%	9,140	7.15%	9,136
Regional de Occidente S.A. E.S.P.	38.31%	4,107	44.20%	2,900
Hidroecológica del Teribe S.A. -HET	3.37%	2,990	3.37%	3,237
Empresas Públicas de Oriente S.A. E.S.P	41.67%	2,457	41.67%	2,500
Inmobiliaria y Desarrolladora Empresarial de América S.A. - IDEAMSA	19.12%	1,837		
Empresa de Aguas del Oriente Antioqueño S.A. E.S.P	44%	1,287	44%	1,173
EPM Bogotá S.A. E.S.P.	0.12%	249	0.12%	
Almacenaje y Manejo de Materiales Eléctricos S.A. - AMESA	0.30%	6		
Gestión de Empresas de Electricidad	0.10%	4		
Aguas Nacionales S.A. E.S.P.	0.00%	1	0.08%	8
Cencol S.A. E.S.P.	-		5.00%	12
Otras (*)		800		249
Total interes minoritario		888,862		716,125

Cifras expresadas en millones de pesos colombianos

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

Nota 35

Transacciones con partes relacionadas

Las siguientes son las transacciones con partes relacionadas:

Diciembre 31, 2010			
	Cuentas por cobrar	Cuentas por pagar	Otras obligaciones
Municipio de Medellín	198	748,630	2,961
Ministerio de Minas y Energía	51,593	5,931	0
Xm Compañía de expertos en mercados S.A.	18,252	2,115	0
DIAN – recaudador	547	15,561	2,294
Chivor	0	15,402	0
Empresa Colombiana de Petróleos - Ecopetrol	3,717	6,882	27
Gestión Energética S.A. E.S.P. – GENSA.	22	7,990	0
Caja Nacional de Previsión Social - Cajanal-	6,871	0	0
ISAGEN S.A.	5,899	623	0
Universidad de Antioquia	1,120	3,090	1,773
Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. E.E.P.	5,690	284	0
Interconexión Eléctrica S.A. - ISA	4,907	990	0
Empresas Varias de Medellín	650	2,348	2,681
Fundación EPM	3,711	1,852	0
Transportadora de Gas Internacional S.A. E.S.P.	0	4,489	0
Empresa Metro de Medellín Ltda.	3,838	2	0
Rionegro	3,106	254	184
Corporación Autónoma Regional del Centro de Antioquia - Corantioquia-	0	3,294	0
Empresas Públicas Municipales de Cali - Emcali	2,252	1,021	0
Amalfi	2,631	329	50
Envigado	2,450	58	0
Electrificadora de Santander S.A. E.S.P.	1,723	770	0
Gobernación de Antioquia	2,365	52	0
Corporación Autónoma Regional de las Cuencas de los Ríos Rionegro y Nare - Cornare-	0	2,110	0
Yolombó	1,752	222	9
Electrificadora del Caquetá S.A. E.S.P. – Electrocaquetá	1,903	25	0
Otros	25,800	15,156	7,576
Total	150,996	839,482	17,555

Cifras expresadas en millones de pesos colombianos

Diciembre 31, 2009			
	Cuentas por cobrar	Cuentas por pagar	Otras obligaciones
Municipio de Medellín	15,798	372,424	10,262
Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales	80,130	100,740	4,162
AES Chivor	-	19,152	-
Ecopetrol S. A.	6,658	18,822	-
Municipio de Bucaramanga	686	14,571	1,550
Isagen S. A.	2,926	14,061	-
Empresa de Telecomunicaciones y Servicios Agregados S. A. E.S.P.	6,661	11,458	321
Gestión Energética S. A. E.S.P.	23	10,800	-
Xm Compañía de Expertos en Mercados S. A. E.S.P.	723	9,105	-
Departamento de Antioquia	7,692	7,527	23
Municipio de Betania	205	6,360	-
Generadora y Comercializadora de Energía del Caribe S. A. E.S.P.	473	5,292	-
Ministerio de Minas y Energía	56,831	4,910	170
Interconexión Eléctrica S. A.	22,555	2,608	-
Universidad de Antioquia	7,246	2,235	2,298
Empresa de Telecomunicaciones de Bogotá S. A. E.S.P.	2,641	1,832	4,193
Colombia Móvil S. A. E.S.P.	275,775	267	288
Caja Nacional de Previsión Social - en liquidación	6,879	-	-
Registraduría Nacional del Estado Civil	-	-	20,638
Otros	102,345	46,743	18,439
Total	596,248	648,907	62,344

Cifras expresadas en millones de pesos colombianos



Diciembre 31, 2010

	Ingreso por venta de bienes y servicios	Otros ingresos	Costos y gastos
Empresa Colombiana de Petróleos - Ecopetrol			131,166
Municipio de Medellín	17,504	19	62,788
DIAN - recaudador	305	0	78,486
Chivor			56,698
Transportadora de Gas Internacional S.A. E.S.P.			50,322
Gestión Energética S.A. E.S.P. - GENSA			47,781
Ministerio de Hacienda y Crédito Público		1,015	45,141
Universidad de Antioquia	4,665	0	12,265
Corporación Autónoma Regional del Centro de Antioquia	14,028		
Xm Compañía de Expertos en Mercados S.A.			11,913
Generadora y Comercializadora de Energía del Caribe S.A. E.S.P.			11,721
Electrificadora de Santander S.A. E.S.P.			9,182
Cornare	8,209		
Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios			7,790
Área Metropolitana del Valle de Aburrá			6,241
Ministerio de Defensa Nacional	6,053	89	0
Universidad Nacional de Colombia	912	0	4,544
Centrales Eléctricas de Nariño S.A. E.S.P. - CEDENAR			5,350
Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P.			5,321
Empresas Públicas Municipales de Cali - EMCALI			5,083
Empresa Urrá S.A. E.S.P.			5,068
Fundación EPM		72	4,551
Electrificadora del Huila S.A. E.S.P.			4,498
Electrificadora del Meta S.A.			4,295
Municipio de Itagüí	2,231	0	1,936
Carolina del Príncipe		35	3,050
Instituto para el Desarrollo de Antioquia -IDEA			3,040
Instituto Colombiano de Bienestar Familiar -ICBF	162	0	2,806
Comisión de Regulación de Energía y Gas			2,861
Envigado	1,478	0	1,319
Empresa Distribuidora del Pacífico S.A. E.S.P. - DISPAC			2,751
Municipio de Bello	562	3	2,105
Otros	159	15,565	51,067
Total	34,030	16,798	663,374

Cifras expresadas en millones de pesos colombianos

Diciembre 31, 2009

Concept	Ingreso por venta de bienes y servicios	Otros ingresos	Costos y gastos
Ecopetrol S.A.	13,759	6,063	123,512
Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales	10	1,116	97,451
Municipio de Bello	697	-	93,186
AES Chivor	-	1	76,490
Isagen S.A.	16,778	19,361	72,341
Municipio de Medellín	23,682	764	66,575
Xm Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P.	2,244	-	52,265
Transportadora de Gas Internacional S.A. E.S.P.	11	-	48,131
Gestión Energética S.A. E.S.P.	132	-	47,193
Municipio de Betania	1,326	-	35,635
Empresa de Telecomunicaciones y Servicios Agregados S.A. E.S.P.	12,702	160	29,556
Fondo de Tecnologías de la Información y las Comunicaciones	-	-	27,662
Instituto de Seguros Sociales	19	40	16,777
Empresas Municipales de Cali E.I.C.E E.S.P.	36,939	31	16,761
Comisión Nacional de Televisión	-	-	15,087
Corporación Autónoma Regional del Centro de Antioquia	383	-	12,578
Instituto Colombiano de Bienestar Familiar	79	-	11,757
Universidad de Antioquia	79	457	10,759
Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios	-	103	9,185
Cornare	50	-	9,110
Compañía Energética del Tolima S.A. E.S.P.	9,479		8,293
Empresa de Telecomunicaciones de Bogotá S.A. E.S.P.	1,073	184	8,015
Servicio Nacional de Aprendizaje	341	75	7,865
Internexa S.A.	9	27	7,354
Interconexión Eléctrica S.A.	606	16,858	6,573
Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P.	34,642	-	6,107
Centrales Eléctricas de Nariño S.A. E.S.P.	3,373	-	5,805
Electrificadora del Huila S.A. E.S.P.	7,147	-	5,345
Generadora y Comercializadora de Energía del Caribe S.A. E.S.P.	653	1	5,292
Fundación EPM	-	52	4,952
Área Metropolitana del Valle de Aburrá	-	541	4,523
Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. E.S.P	31,321	-	3,195
Empresa Generadora del Tolima S.A. E.S.P.	14,524	-	-
Electrificadora del Caquetá S.A. E.S.P.	13,516	-	560
Empresas Públicas Municipales de Cartago	9,994	-	229
Colombia Móvil S.A. E.S.P.	9,373	1,120	4,007
Departamento de Antioquia	8,864	211	982
Otros	84,309	6,561	107,998
Total	338,114	53,726	1,059,106

Cifras expresadas en millones de pesos colombianos

Nota 36

Hechos posteriores

Negociación de la convención colectiva con el sindicato Sintraemsdes

El 1º de enero de 2011 terminó la etapa de arreglo directo del proceso de negociación del Pliego de peticiones presentado por Sintraemsdes, con el fin de suscribir una nueva Convención Colectiva con EPM. Culminadas las reuniones durante esta etapa, no se logró un acuerdo definitivo entre las partes.

Durante este tiempo, sólo se suscribió el Acta de Instalación de la etapa de arreglo directo en la cual se concedieron unas garantías de negociación (13 de diciembre de 2010). Allí se acordaron los horarios y fechas de negociación, al tiempo que se concedió a la Comisión Negociadora del sindicato garantías como vehículos, permisos sindicales, viáticos y oficina en el edificio EPM.

Efectuada la valoración del pliego de peticiones, las pretensiones del sindicato tienen un costo adicional a lo pactado hasta hoy por \$383 mil millones, cifra que representa



ría un incremento en beneficios del 199.80%. Aunque EPM no aceptó dicha pretensión, entregó a la organización sindical una "Propuesta integral al pliego de peticiones", donde se proponen unos incrementos a salarios y demás beneficios contemplados en la Convención Colectiva vigente hasta ese momento.

Concluida la etapa de arreglo directo y teniendo en cuenta que no se logró avanzar con la Comisión Negociadora de Sintraemsdes en los temas esenciales de la negociación (el Pliego de peticiones y su respectiva valoración, los principios de negociación y la propuesta integral de la empresa), el 6 de enero de 2011 EPM solicitó formalmente al Ministerio de Protección Social la constitución de un Tribunal de Arbitramento Obligatorio para dirimir el diferendo laboral colectivo existente entre la empresa y la organización sindical.

Acuerdo para la adquisición de negocios de energía en Panamá y El Salvador

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

La negociación, que se cerró en marzo de 2011, incluyó también

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

Elektra Noreste S.A. (ENSA) es la segunda distribuidora eléctrica de Panamá. Atiende a más de 360,000 clientes y cuenta con una concesión exclusiva para atender la región Noreste del país, que incluye el puerto de Colón y la bahía de Panamá, y cerca del 50% del área de la ciudad de Panamá, sede de las principales actividades comerciales e industriales de ese país.

Por su parte, la Distribuidora de Electricidad del Sur (DELSUR), con 320,000 clientes, es la segunda empresa de este sector en El Salvador y se dedica a la transformación,

distribución y comercialización de energía en la zona Centro-Sur del país, principalmente en los departamentos de La Libertad, San Salvador, La Paz, San Vicente y Cuscatlán.

Emisión de bonos internacionales

En desarrollo de su plan de financiación, el 24 de enero de 2011 EPM colocó bonos en el mercado internacional de capitales por \$1,250,000 millones (US\$680 millones), con un plazo de 10 años y a una tasa del 8.375% anual.

La colocación actual, realizada bajo la regla 144A/Regulación S del Securities Act de 1933, se realizó en pesos colombianos, aprovechando las buenas condiciones financieras que ofrecía el mercado de capitales

internacional y, al mismo tiempo, para tener cobertura natural a las variaciones en tasa de cambio.

La emisión fue demandada por inversionistas internacionales provenientes de Estados Unidos, Inglaterra, Irlanda, Suiza, Chile, Perú y Panamá, entre otros países, por un monto dos veces superior al inicialmente ofertado, lo que permitió incrementar el tamaño de la transacción al total efectivamente colocado.

La emisión ya había recibido la calificación grado de inversión "Baa3" por parte de la firma Moody's, que la clasificó entre las entidades consideradas por los inversionistas más exigentes como susceptibles de recibir financiación. Así mismo, la firma Fitch Ratings dio una calificación "BBB-".



Gestión de contenidos

Dirección Finanzas Institucionales

Coordinación General

Subdirección de Identidad Empresarial

Revisión de textos

Unidad de Comunicaciones



Informe impreso en papel reciclado

Mayo de 2011

estamos ahí, comprometidos con el cuidado del medio ambiente.